

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ НЕФТИ ИЗ МНОГОПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ КОМБИНИРОВАННЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Печерский Марк Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
Р2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
Р4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
Р5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
Р6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
Р7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
Р8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
Р9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
Р10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Печерскому Марку Сергеевичу

Тема работы:

Эффективность распределения отборов нефти из многопластовой залежи комбинированным технологиями при разработке нефтяных месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Система разработки многопластовой залежи. История изобретения и опыт использования одновременной-раздельной эксплуатации скважин. Условия применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Особенности разработки многопластовых месторождений. Современное состояние одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений. Методы контроля разработки многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации. Определения продуктивных и фильтрационных параметров

	каждого из пластов при одновременно-раздельной эксплуатации. Интеллектуализация скважины. Технология разобщения гидродинамически связанных пластов при совместной эксплуатации.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ разработки нефтяных многопластовых месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ применяемых технологий при эксплуатации многопластовых залежей нефтяных месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Совершенствование технологии эксплуатации многопластовых месторождений	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Анализ методов распределения отборов нефти при разработке месторождений
Анализ применяемых технологий при эксплуатации многопластовых залежей нефтяных месторождений
Совершенствование технологии эксплуатации многопластовых месторождений
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Печерский Марк Сергеевич		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.2020	Анализ разработки нефтяных многопластовых месторождений.	25
16.04.2020	Анализ применяемых технологий при эксплуатации многопластовых залежей нефтяных месторождений.	25
07.05.2020	Совершенствование технологии эксплуатации многопластовых месторождений.	30
18.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
08.06.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		29.02.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 128 страниц, в том числе 27 рисунков, 15 таблицы. Список литературы включает 40 источников.

Ключевые слова: ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ НЕФТИ, ДЕБИТ, МНОГОПЛАСТОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

Объектом исследования являются методы мониторинга индивидуальных характеристик при совместной добыче флюида и компоновки одновременно-раздельной эксплуатации.

Цель работы – анализ методик количественной оценки индивидуальных эксплуатационных параметров пластов при их совместной эксплуатации на основе комплексных геофизических и гидродинамических исследований скважин, и анализ эффективности применения одновременно-раздельной эксплуатации.

В работе приведены сведения об истории развития разработки многопластовых залежей и компоновок одновременно-раздельной эксплуатации. Представлено обоснование применения технологии одновременно-раздельной закачки и добычи флюида. Проанализированы критерии подбора технологий для определения вклада в общий дебит каждого из пластов.

В результате выявлены положительные и отрицательные стороны применения одновременно-раздельной эксплуатации, выделены критерии подбора технологий для мониторинга выработки пластов.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей

ПГИ – подземные геофизические исследования

ГДИС – гидродинамические исследования

ПЗП - призабойная зона пласта;

ОРЗиД – одновременно-раздельная закачка и добыча;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УЭЦН – установка электроцентробежного насосаПД;

УШГН – установка штангового насоса;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

КИН-коэффициент извлечения нефти;

ПЭ – последовательная эксплуатация;

ПД – последовательная добыча;

КВД – кривая восстановления давления;

КПД – кривая падения давления;

ИД – индикаторная диаграмма;

КСД – кривая стабилизации давления;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ЧП – частотный преобразователь;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ДНГ – добыча нефти и газа.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	13
1.1 Система разработки многопластовой залежи	13
1.2 История изобретения и опыт использования одновременно-раздельной эксплуатации скважин	16
1.3 Условия применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов.....	23
1.3.1 Критерии применимости технологии одновременно-раздельной эксплуатации.....	23
1.3.2 Пример технико-экономической эффективности одновременно- раздельной добычи пластового флюида и закачки в пласты многопластового объекта на Русскинском нефтяном месторождении.	24
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	29
2.1 Особенности разработки многопластовых месторождений	29
2.2 Современное состояние одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.....	35
2.2.1 Одновременно-раздельная закачка воды в несколько пластов	44
2.2.2 Оборудование для одновременно-раздельной добычи	45
2.3 Методы контроля разработки многопластовых объектов при одновременно- раздельной эксплуатации	47
2.3.1 Расходометрия	48
2.3.2 Геофизические методы контроля дебита при одновременно раздельной эксплуатации.....	52

2.3.3 Гидродинамические методы контроля дебита при одновременно раздельной эксплуатации	61
2.4 Определения продуктивных и фильтрационных параметров каждого из пластов при одновременно-раздельной эксплуатации.....	66
2.4.1 Методика определения продуктивных характеристик многопластовых нефтяных залежей	66
2.4.2 Технология термодинамических исследований продуктивных пластов ...	73
2.4.4 Интерпретация результатов термогидродинамических исследований многопластовых объектов.	80
3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	87
3.1 Интеллектуализация скважины	87
3.2 Технология разобщения гидродинамически связанных пластов при совместной эксплуатации.....	92
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	95
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	106
Введение.....	106
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
5.2 Производственная безопасность.....	108
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	109
5.3.1 Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе.....	109
5.3.2 Превышение уровня шума	111
5.3.3 Превышение уровня вибраций	111

5.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	112
5.3.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	112
5.3.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми	114
5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	114
5.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования..	114
5.4.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	115
5.4.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.....	116
5.4.4 Электробезопасность	118
5.5 Экологическая безопасность.....	119
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	120
Вывод по разделу	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	125

ВВЕДЕНИЕ

Вскрытие пластов единой сеткой скважин является востребованным методом разработки многопластовых месторождений.

В большей степени это связано с большим количеством трудноизвлекаемых запасов, необходимостью вовлечения дополнительных горизонтов. Разработка таких пластов без применения одновременно-раздельной эксплуатации чаще всего нерентабельно.

В сравнении с индивидуальной разработкой пластов, такая технология является более сложной, поэтому возникают трудности с эксплуатацией, вследствие чего ухудшается выработка запасов нефти.

Совместная эксплуатация таких пластов требует постоянного контроля выработки (интегральные и индивидуальные характеристики каждого пласта). Отсюда возникает необходимость определять дебит и фильтрационные характеристики по каждому пласту.

Информация о дебите помогает спрогнозировать добычу в будущем, также она даёт обоснованную оценку других параметров (пластовых давлений, совершенства вскрытия, фильтрационных свойств), помогает оптимизировать процесс разработки.

Актуальность данной работы: использование более оптимального оборудования для разработки многопластовых залежей.

Цель работы:

Анализ методик количественной оценки индивидуальных эксплуатационных параметров пластов при их совместной эксплуатации на основе комплексных геофизических и гидродинамических исследований скважин; Анализ эффективности применения одновременно-раздельной эксплуатации.

Основные задачи ВКР:

1. Оценить эффективность применения одновременно-раздельной эксплуатации.

2. Анализ информационных возможностей технологий ПГИ и ГДИС для контроля индивидуальных параметров пластов при совместной разработке.

3. Сформулировать критерии подбора технологий мониторинга при распределении отборов нефти при совместном вскрытии пластов.

1 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Система разработки многопластовой залежи

Различают многопластовые и однопластовые нефтяные и газовые месторождения. Многопластовым следует называть такое месторождение, на котором отдельные залежи приурочены к пластам, занимающим самостоятельное положение в разрезе, характеризующимся индивидуальными геолого-физическими свойствами, физико-химическими свойствами нефти и размерами залежей и разделенным между собой толщами непродуктивных пород большей или меньшей мощности.

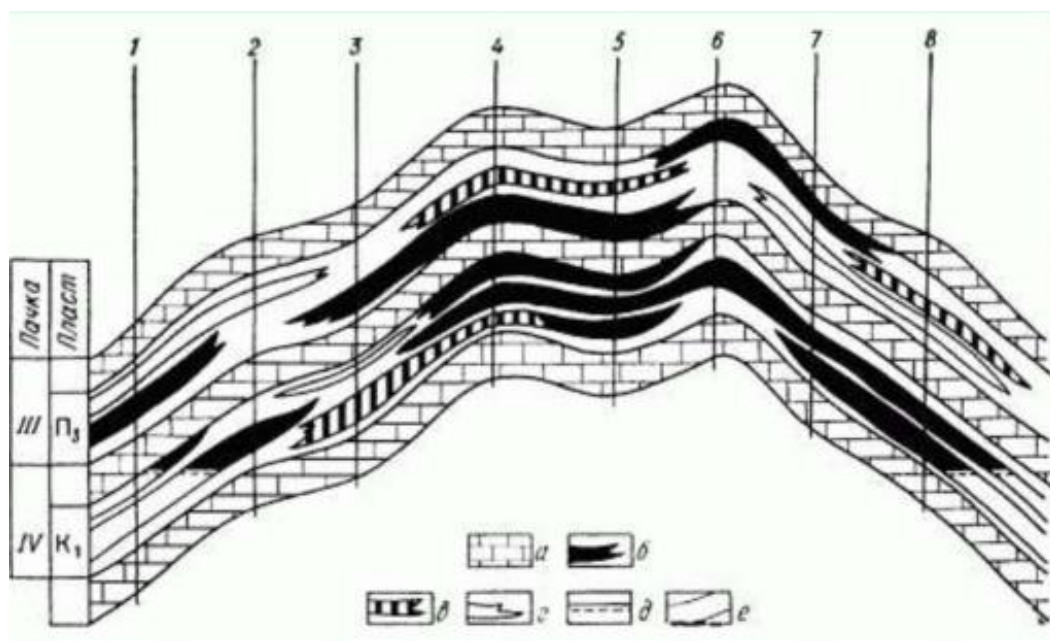


Рисунок 1 – Многопластовая залежь

При проектировании разработки однопластового месторождения решается вопрос о вводе в разработку одной залежи (одного эксплуатационного объекта). При вводе в разработку многопластового месторождения необходимо решить задачу – в каком порядке следует вовлекать в эксплуатацию разведанные залежи продуктивных пластов. С этой целью изучают все продуктивные пласты, оценивают содержащиеся в них запасы нефти и газа, дебиты, фильтрационные характеристики, физико-химические и товарные свойства нефти и газа.

Комплексная геолого-промысловая оценка всех залежей позволяет выбрать соответствующий порядок ввода их в разработку. Существуют три варианта систем разработки многопластовых месторождений: сверху вниз; снизу вверх; комбинированная.

Систему разработки сверху вниз (рисунок 2) применяли с момента возникновения нефтяной промышленности и до середины 20-х годов двадцатого столетия. Бурили ударным способом, скважина вскрывала лишь верхний горизонт, выявленный разведочными работами в разрезе многопластового месторождения. Разведку нижележащих горизонтов, характеризующихся обычно большими запасами нефти, лучшей продуктивностью скважин, удавалось проводить обычно уже после истощения и выработки верхнего горизонта. Такая система разработки, во-первых, не позволяла оценить ресурсы месторождения в целом, выявить наиболее продуктивные пласты, во-вторых, удлиняла сроки разведки и разработки месторождений, наращивание добычи происходило медленными темпами. В-третьих, эта система требовала большого числа эксплуатационных труб, что приводило к значительному росту капитальных вложений и себестоимости нефти.

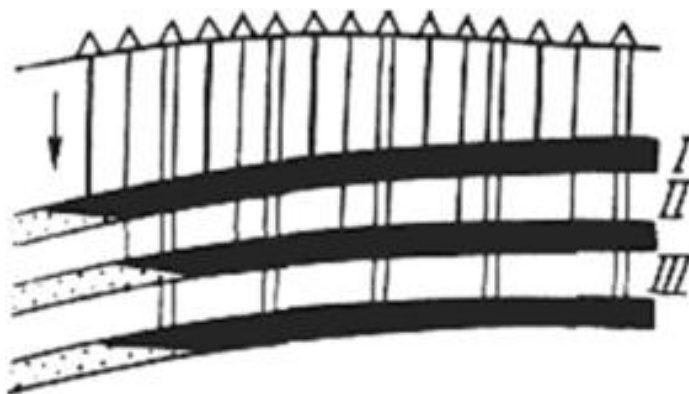


Рисунок 2 – Система разработки «Сверху вниз»

Систему разработки снизу вверх (рисунок 3) начали применять с момента внедрения новой технологии – вращательного бурения, позволяющего первыми разведочными скважинами вскрывать весь нефтегазоносный разрез (или его большую часть) и изолировать все продуктивные пласты. Такая система разработки позволяла оценивать потенциальные ресурсы месторождения и

разрабатывать вышележащие пласты путем возврата скважин после истощения нижележащих горизонтов, значительно уменьшать объем разведочного и эксплуатационного бурения, сокращать капитальные вложения в разработку месторождения. В то же время и эта система не давала возможности быстро увеличивать добычу нефти и газа, сокращать сроки разработки месторождения в целом и являлась затратной.

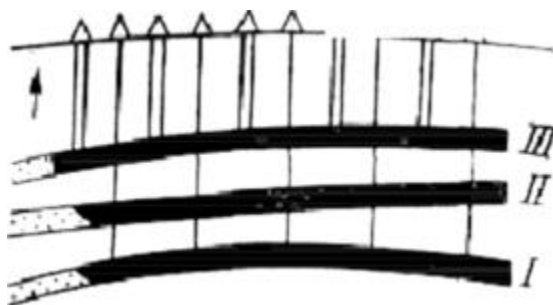


Рисунок 3 – Система разработки «Снизу вверх»

Потребность в значительном увеличении добычи нефти привела к необходимости раскуривания многопластового месторождения несколькими сериями добывающих скважин. По результатам разведочных работ в пределах месторождения выделяют несколько этажей разработки, на каждый из которых планируют соответствующую серию добывающих скважин. Каждую серию добывающих скважин можно бурить как одновременно, так и последовательно. Такая система разработки получила название комбинированной.

Этажом разработки следует называть один или несколько продуктивных пластов, эксплуатируемых одной серией скважин. Залежи в пределах, этажа разрабатывают только по системе снизу вверх. Этажи разработки можно разбуривать по системе снизу вверх, сверху вниз либо одновременно. В пределах этажа разработки выделяют эксплуатационные объекты и объекты возврата.

Эксплуатационным объектом называется один или группа пластов, предназначенных для одновременно самостоятельной разработки одной серией скважин при обеспечении возможности регулирования разработки каждого из них отдельно. Другими словами, подразумевается, что пласты, объединенные в эксплуатационный объект, вскрываются в каждой скважине общим фильтром.

Эксплуатационный объект, в который объединяется несколько залежей различных продуктивных пластов (или несколько пластов одной залежи), называют многопластовым эксплуатационным объектом.

Применения ОРЭ позволяет повысить технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов в одной скважине и контролировать процесс отбора запасов отдельно по каждому объекту.

1.2 История изобретения и опыт использования одновременной-раздельной эксплуатации скважин

Первые образцы оборудования для ОРЭ созданы в СССР в 1930-х годах, работы в этом направлении были продолжены после войны. Широкие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы начаты под руководством Н.К. Байбакова с конца 1950-х годов (Татария, Башкирия, Грозный, Куйбышев). Н.К. Байбаков в то время курировал всю нефтяную промышленность, и при его фактически каждодневном участии направление стало развиваться очень активно. В 1965 году было организовано Особое конструкторское бюро по созданию и внедрению оборудования для ОРЭ скважин (ОКБ РЭ) в г. Баку.

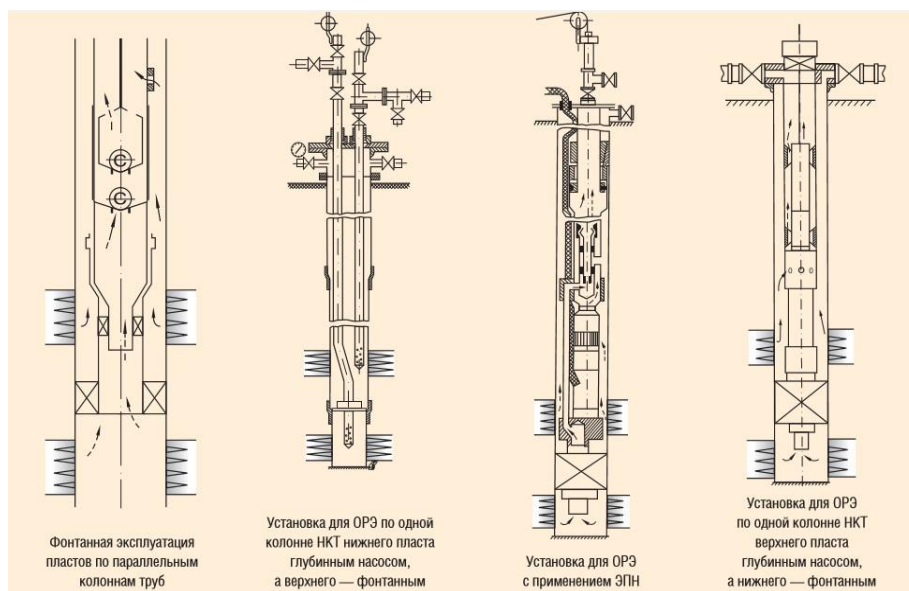


Рисунок 4 – Схемы одновременно-раздельной эксплуатации 1950-1970 гг

К 1970 году были разработаны основные схемы ОРЭ и ОРЗ для работы в двух пластах, вскрытых одной скважиной: «фонтан-фонтан», «фонтан-насос»,

«насос-фонтан», «насос-насос», «газлифт-газлифт», «закачка-закачка», «закачка-отбор», «отбор-закачка».

Созданы, прошли промысловые испытания и серийно выпускались системы с параллельными и концентричными колоннами НКТ.

За пятилетие – с 1969-го по 1974 год – в нефтяной промышленности СССР на ОРЭ и ОРЗ перевели более 2500 скважин, а в период с 1974-го по 1979 год – еще около 2000 скважин. То есть за десять лет технология была внедрена более чем в 4,5 тыс. скважин. Нужно сказать, что в то время всего в Советском Союзе нефтяных скважин было около 70 тыс., так что объем внедрения сложно недооценить.

Очень многие элементы техники и технологий ОРЭ И ОРЗ, которые сегодня представляются как новые разработки, в действительности являются лишь новым витком спирали, повторяя на новом уровне с использованием современных решений разработки 1950–1960-х годов.

Тогда же была разработана общепринятая схема, состоящая из одной или нескольких колонн НКТ и некоторого количества пакеров для пластов, которые необходимо разобщить либо из-за разности давления, либо из-за того, что нельзя смешивать их продукцию. Например, основные объекты разработки в Татарстане — это угленосные и девонские горизонты. Смещение продукции этих пластов дает продукт относительно низкой стоимости, в связи с чем лучше всего поднимать эту нефть отдельно из каждого пласта.

Были созданы схемы с обратными клапанами в конструкции, которые позволяют опрессовывать пакерные устройства и обеспечивают прямую и обратную промывку. Сегодня мы видим воспроизводство этого решения на новом уровне с использованием, например, управляемых автономных клапанов с ЧИПами, которые содержат специальную программу.

Другие схемы позволяли отбирать жидкость либо из нижнего, либо из верхнего пластов за счет перемещения основного направляющего элемента. В настоящее время и этот прием становится элементом новых конструктивных

решений, которые обеспечивают повышение живучести и работу без отказов такого оборудования.

Были разработаны конструкции с уплотнительными элементами на управляющих плунжерах или поршнях, которые обеспечивали работу одного или двух пластов одновременно либо поочередную эксплуатацию каждого пласта с возможностью замера дебита и всех параметров откачиваемой жидкости.

Одна из схем, варианты которых сегодня представляются в качестве нового слова в технике. Это схема с использованием струйных насосов или инжекторов (рисунок 5).

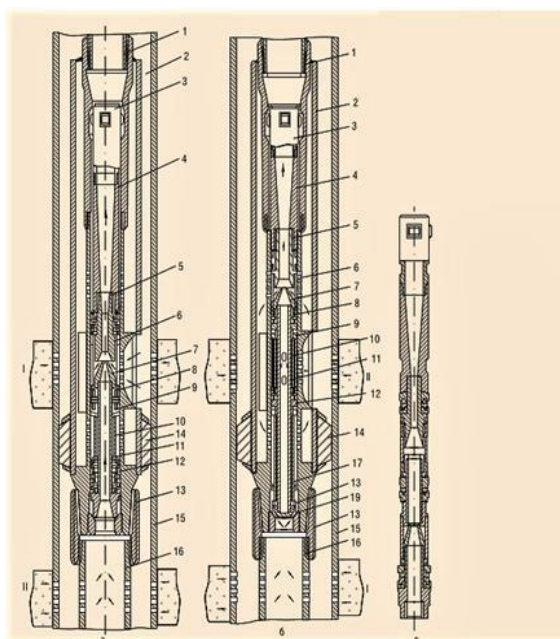


Рисунок 5 – Оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации с применением инжекторов: а – прямая схема; б – обратная схема; в – инжектор с отодвинутым соплом; I и II низконапорный и высоконапорный пласты; 1 - колонна насосно-компрессорных труб; 2 – разобщитель; 3 – замок; 4 – диффузор; 5 – камера смешения; 6 – камера для входа подсасываемой жидкости; 7 – сопло; 8 – манжеты; 9 – кольцо упорное; 10,17 –распорная втулка; 11 – направляющий патрубок; 12 – упорная втулка; 13 – муфта; 14 – паркер; 15 – обсадная колонна; 16 – хвостовик; 18 – подвижная гайка; 19 – заглушка.

Были разработаны и такие схемы, которые сегодня не применяются. В частности, схемы с гидропоршневыми насосами. Эти насосы в данное время практически не применяются на нефтяных скважинах Российской Федерации, но в 1970-е годы они использовались, и для них были готовые схемы и соответствующее оборудование.

Как известно, есть две основные конфигурации ОРЭ - с использованием концентричных колонн НКТ и параллельных колонн НКТ для подъема продукции разных пластов или для закачки и подъема жидкости. Раздельный отбор нефти с применением концентричных колонн НКТ впервые в нашей стране был предложен В.Н. Беленьким и М.А. Гейманом (рисунок 6). Схема была применена в НГДУ «Первомайнефть» Куйбышевской области, причем в объеме около 100 скважин.

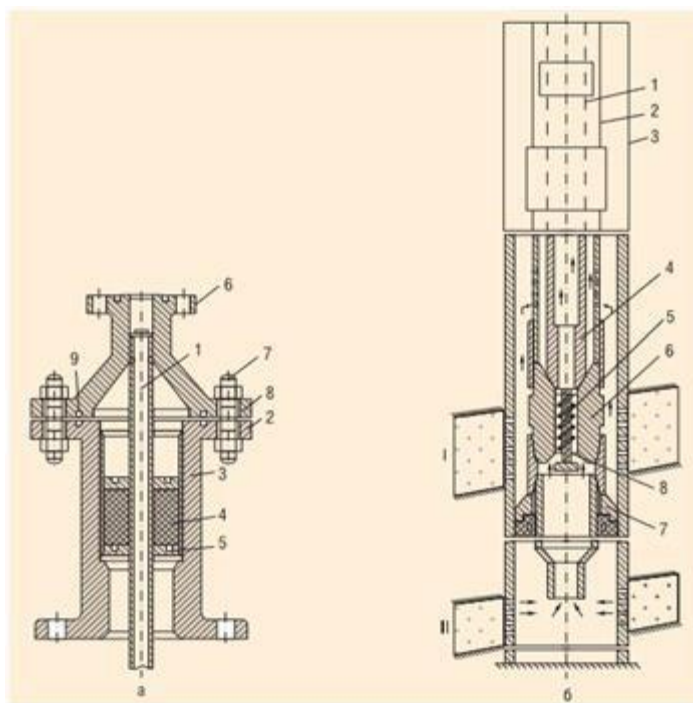


Рисунок 6 – Схема одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов с применением концентрично расположенных колонн насосно-компрессорных труб

Основной объем внедрения технологий ОРЭ и ОРЗ пришелся на Башкирию, где было оборудовано более 600 скважин, из которых порядка 420 были эксплуатационными, остальные – нагнетательные скважины по системе

ОРЗ. На втором месте стояла Татария, далее – Куйбышев, Пермь, Мангышлак. То есть в то время практически вся страна занималась этими вопросами, так же как мы сегодня тоже все начали заниматься этими вопросами снова.

В 1953 году на Ромашкинском месторождении в скважину диаметром 168 мм на глубину 1725 м и 1740 м были спущены две колонны НКТ 60 мм с пакером (рисунок 7). В неглубокие скважины двухколонные компоновки спускались еще до Великой Отечественной войны.

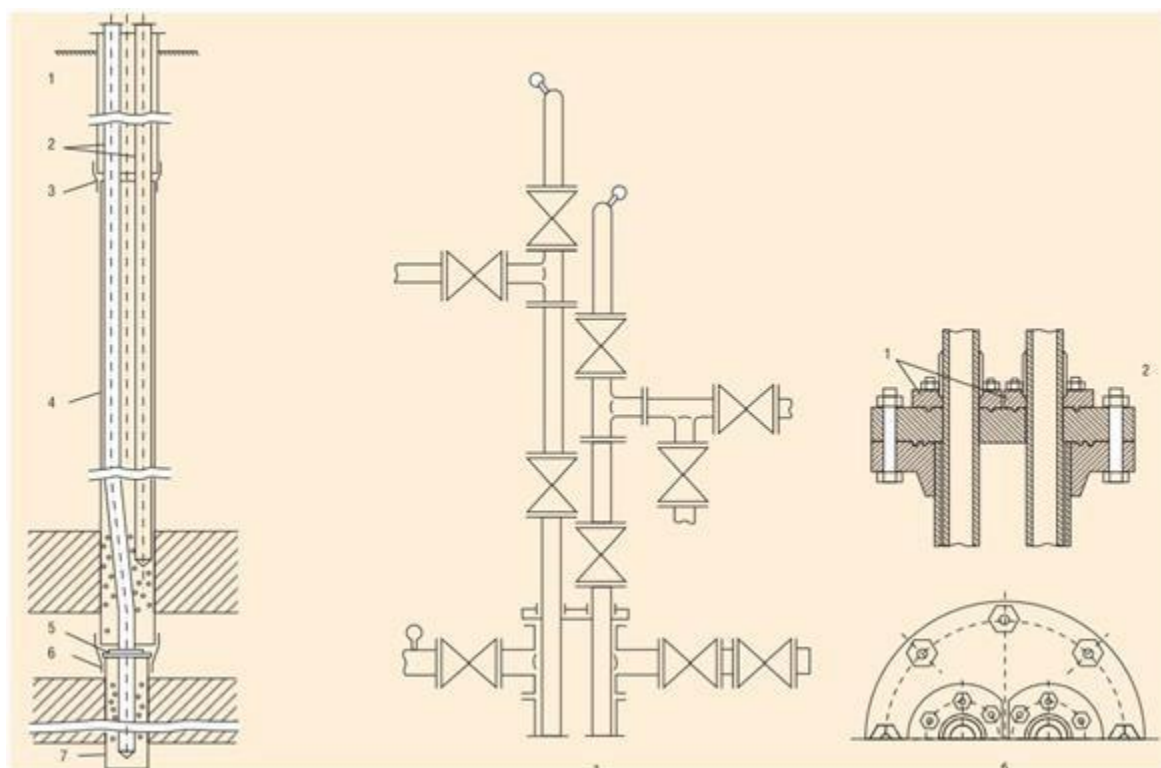


Рисунок 7 – Схема оборудования скважины параллельными рядами насосно-компрессорных труб

Применялись также насосные установки штангового типа, которые могли использовать для откачки жидкости из двух пластов специальные дифференциальные насосы, тоже достаточно давно известные. Сегодня все чаще применяются такие системы не только для откачки жидкостей из двух разных пластов, но и для того, чтобы, например, отбирать большое количество свободного газа или отбирать только нефть и не забирать воду из скважины и т.д. (рисунок 8).

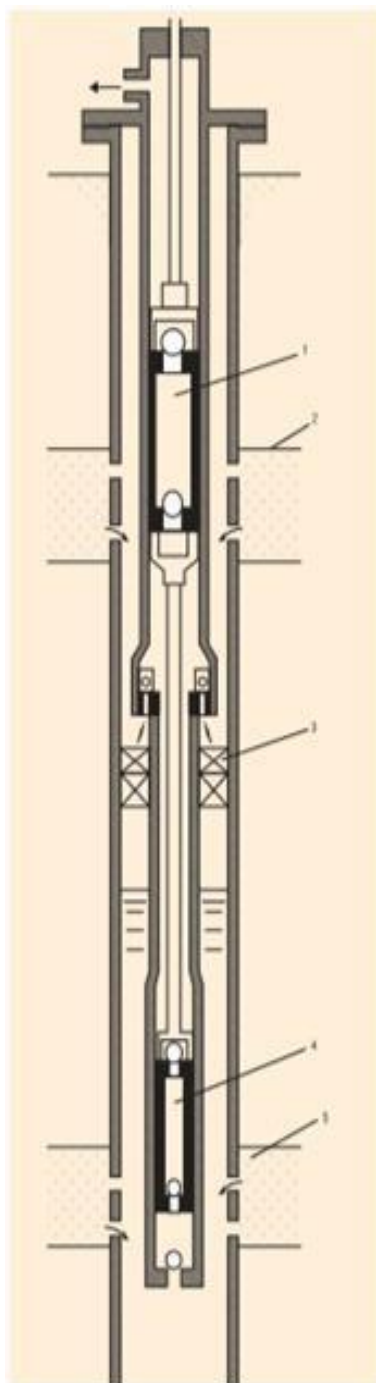


Рисунок 8 – Отбор нефти из двух пластов штанговыми насосами

Еще одна система основывалась на использовании дифференциальных насосов с возможностью откачки жидкости иногда по одной насосной линии, иногда по двум насосным линиям из двух пластов (рисунок 9).

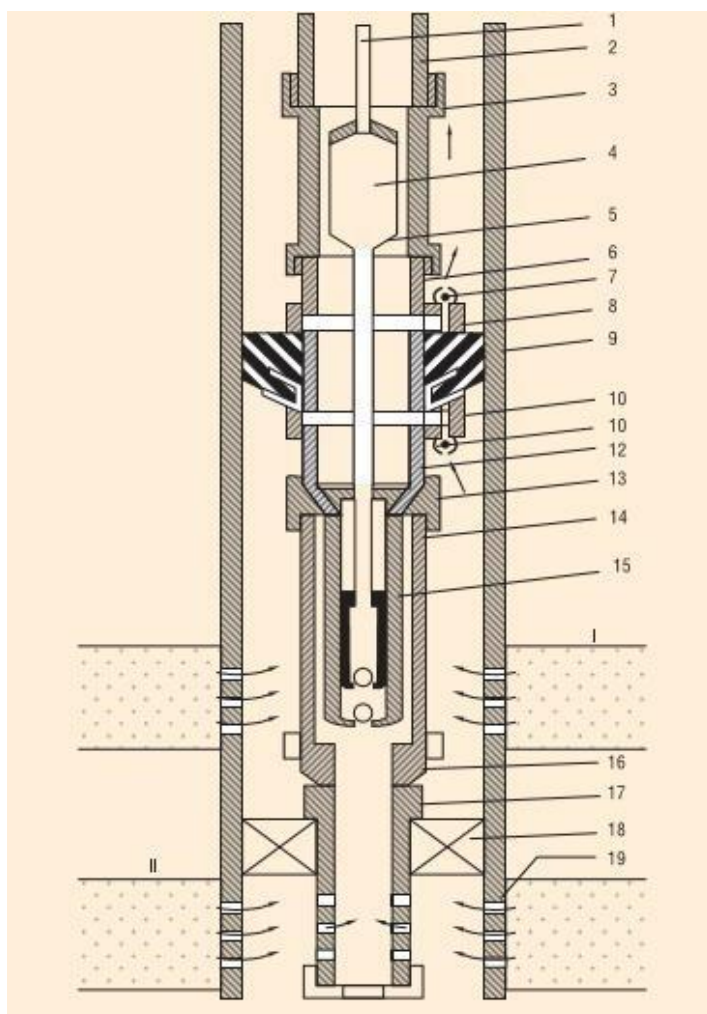


Рисунок 9 – Установка с дифференциальным насосом для одновременно-раздельной эксплуатации: I, II – верхний и нижний пласты, 1 – колонна штанг, 2 – колонна НКТ, 3, 4 – цилиндр и плунжер верхнего насоса, 5 – полый шток, 6, 12 – верхний и нижний патрубки, 7 – нагнетательный клапан, 8 – специальная верхняя муфта, 9, 18 – верхний и нижний пакеры, 10 – специальная нижняя муфта, 11 – всасывающий клапан, 13 – узел замка, 14 – труба, 15 – нижний насос, 16 – уплотняющий конус, 17 – седло с левой резьбой, 19 – хвостовик с фильтром.

Были разработаны технологии, которые обеспечивали спуск оборудования в скважину, открытие или фиксацию пакерных устройств, работу по включению того или другого пласта, возможность обратной промывки. То есть были разработаны основные схемы и технологии, которые позволяют сегодня двигаться дальше, «опираясь на широкие плечи» тех специалистов, которые были первыми.

Технология ОРЭ позволяет:

- Повысить нефтеотдачу и дебит скважины;
- Увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения;
- Сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- Оптимизировать процесс регулирования отборов и закачки во времени по разрезу скважины;
- Увеличить рентабельный срок разработки месторождений;
- Снизить эксплуатационные затраты.

К отрицательным сторонам одновременной эксплуатации нескольких пластов можно отнести:

- Увеличение технологических рисков при эксплуатации, ремонте оборудования, проведения ГТМ;
- Ограничение в области применения технологии;
- Сложность определения дебита;
- Сложность монтажа и демонтажа;
- Сложность обработки призабойных зон скважины.
- Существует ряд методик распределения добычи.

1.3 Условия применения одновременно-раздельной эксплуатации пластов

1.3.1 Критерии применимости технологии одновременно-раздельной эксплуатации

Во время проектирования при ожидаемой низкой технологической эффективности или экономической нецелесообразности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин могут быть рассмотрены совместная эксплуатация пластов или комбинированные варианты, например: совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации раздельной закачки воды в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины; создание дифференцированного давления нагнетания в высоко- и

низкопроницаемые пласты (группы пластов); применение оборудования для одновременно-раздельной добычи и одновременно-раздельной закачки.

Объединение продуктивных пластов в эксплуатационные объекты приводит к значительному сокращению объёма и сроков разбуривания месторождений, экономии материальных ресурсов на обустройство промыслов.

Объединение пластов в эксплуатационные объекты при разработке многопластовых месторождений проводят на основании комплексного геолого-промыслового изучения пластов, анализа возможностей техники и технологии эксплуатации скважин и экономической оценки. Пласты объединяют в один эксплуатационный объект разработки на основании близости литологических характеристик и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств и состава насыщающих их флюидов, пластовых давлений. Технические и технологические возможности в отношении условий работы групп пластов оценивают по результатам исследований скважин в процессе их пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки.

При экономической нецелесообразности разработки продуктивного пласта, совмещенного в плане с другими объектами, самостоятельной сеткой скважин и невозможности объединения его с другими пластами по геолого-физическим причинам, этот пласт может быть рассмотрен в качестве возвратного (временно законсервированного) объекта.

Технологическая и экономическая эффективность совместной эксплуатации нескольких пластов должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами, так как решение по системам разработки должны базироваться на применении известных технологий, обеспечивать необходимую добычу нефти при высокой нефтеотдачи.

1.3.2 Пример технико-экономической эффективности одновременно-раздельной добычи пластового флюида и закачки в пласты многопластового объекта на Русскинском нефтяном месторождении.

Рассмотрим район нагнетательной скважины 595 Русскинского месторождения (рисунок 10). Сначала объекты ЮС 1/1 и ЮС2/1

разрабатывались разными сетками, но в силу получения малого дебита по скважинам 1883Гр и 1889Гр бурение на пласт ЮС 1/1 признано нерентабельным.

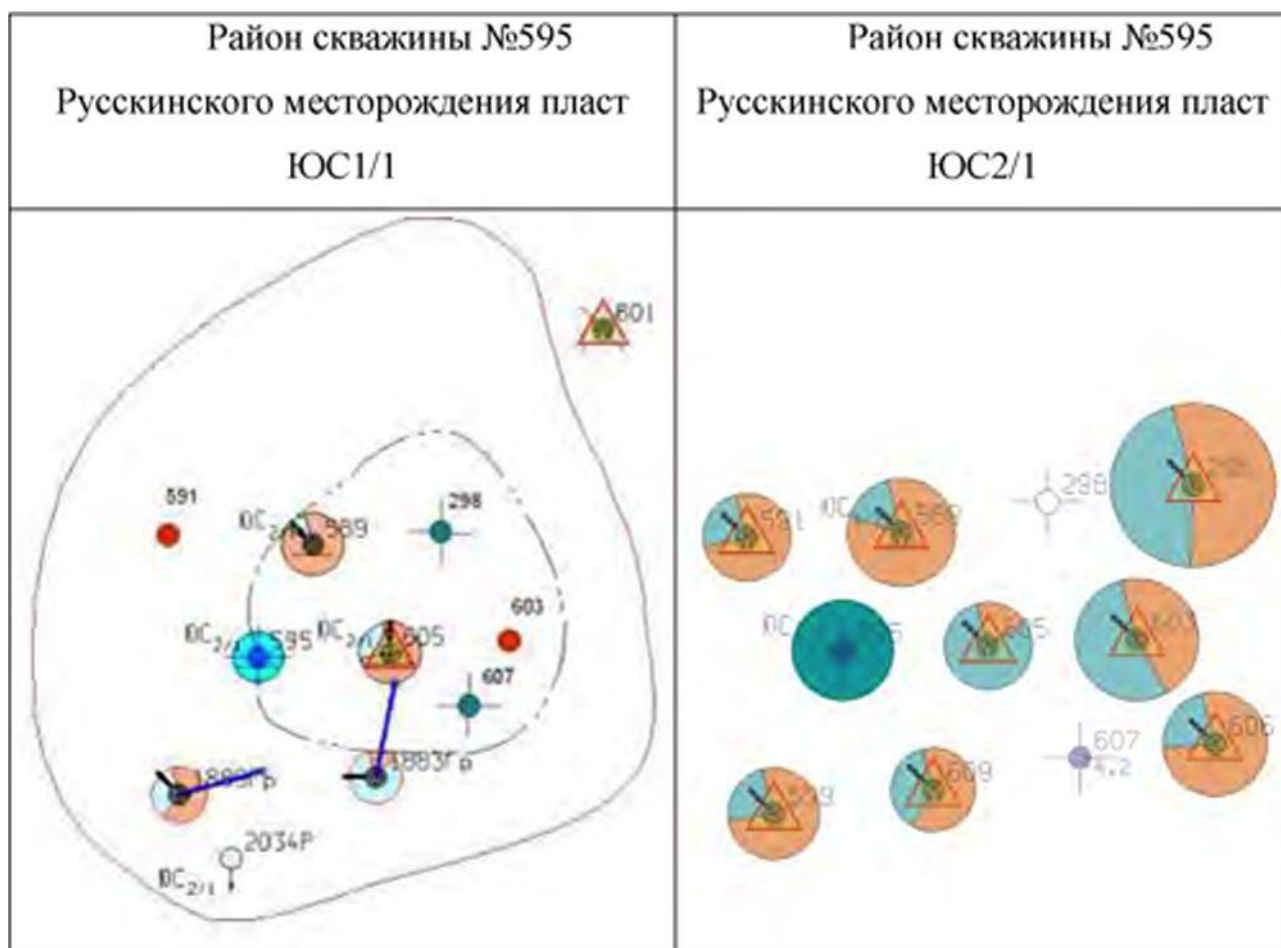


Рисунок 10 – Карты текущего состояния разработки района скважины 595
пластов ЮС 1/1 и ЮС2/1

Пласт ЮС1 представлен основной залежью, расположенной в центре месторождения, и небольшими залежами, имеющими разные фильтрационно-емкостные свойства. В настоящее время эксплуатационное бурение ведется на нижележащий пласт ЮС2, по ходу которого уточняется структура и свойства ЮС1. Таким образом появляется возможность вовлекать в разработку небольшие залежи пласта ЮС1 с применением систем ОРЭ. В дополнение к проекту разработки в 2012 году впервые включено применение технологий ОРД и ОРЗ.

На данном участке проводились опытно-промышленные работы по внедрению ОРЭ. ППД обеспечивает скважина ОРЗ 595, закачка ведется по двум

лифтам, в скважины 589 и 605 спущены компоновки ОРД с клапаном-отсекателем с гидравлическим приводом.

Таблица 1 - Параметры работы скважин

Скважина	Назначение	Пласт	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут
595	ОРЗ	ЮС1/1	150	
		ЮС2/1	130	
		всего	280	
589	ОРД	ЮС1/1	17	11,8
		ЮС2/1	14	9,4
		всего	31	21,2
605	ОРД	ЮС1/1	20	15,9
		ЮС2/1	15	П,2
		всего	35	27,1
1883Гр	доб	ЮС1/1	5	1
1889Гр	доб	ЮС1/1	14	7,8

Таким образом, благодаря внедрению ОРЭ, удалось начать отбор тех запасов, разработка которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

Расчет фактического экономического эффекта произведен по скважине 589 ОРЭ рассмотренного района Русскинского месторождения (таблица 2).

Таблица 2 – Расчет экономического эффекта от дополнительной добычи нефти

№	Показатели	Ед. изм.	Предварительный расчёт	
			базовый вариант	сравнимый вариант
1	Объем внедрения	скв.	0	1
2	Объем дополнительной добычи нефти	тн	-	3853,00
3	Условно-постоянные расходы	руб.	-	2804,94
4	Затраты на проведение КРС	руб.	-	5478287,48
6	Количество замеров в год	замер	-	48
7	Время работы компрессора+ время в пути	час	-	5,00
8	Тариф компрессора (КАМАЗ-52338 С ДА-10/251)	руб.	-	1294,70
9	Коэффициент превышения фактических расходов над тарифами (факт с мая по декабрь 2011г.)	%	-	1,24
10	Тариф компрессора (КАМАЗ-52338 С ДА-10/251)	руб.	-	1359,40
11	Коэффициент превышения фактических расходов над тарифами (факт с января - апрель 2012г.)	%	-	1,26
12	Транспортные затраты	руб.	-	16591,36
13	Условные затраты на проведение замеров	руб.	-	796385,28
14	Итого затраты на проведение КРС и замеров	руб.	-	6274672,76
15	Экономия за счет условнопостоянных расходов	руб.	-	10807433,82
16	Годовой экономический эффект	руб.	4532761,06	

Экономическая эффективность от внедрения ОРД составила 4,5 млн. рублей, затраты на капитальный ремонт по приобщению пласта ЮС1 окупились.

2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 Особенности разработки многопластовых месторождений

В реальных условиях в составе объекта разработки оказываются неоднородные по геологическому строению, коллекторским свойствам и продуктивной характеристике пласты, что приводит к ухудшению условий выработки части коллектора, имеющей низкую проницаемость, к неравномерному их заводнению, к снижению коэффициента охвата объекта воздействием, отбору больших объемов закачиваемой воды и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей разработки [1, 4 и др.]. Основной причиной возникающих сложностей является сильное отличие фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Многопластовые залежи с гидродинамически связанными пластами встречаются во многих нефтегазоносных провинциях мира, а также месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, для которых характерна высокая неоднородность фильтрационных свойств.

В настоящее время существует множество различных подходов к разработке неоднородных по своим ФЕС коллекторов. Рассмотрены традиционные способы разработки многопластовых залежей с гидродинамически связанными пластами, кратно отличающимися по своим ФЕС, с применением заводнения, на примере трехмерной секторной гидродинамической модели элемента симметрии 5-ти точечной системы расстановки скважин:

- Поочередное вскрытие и разработка пластов одной сеткой скважин (сначала вскрывается низкопроницаемый продуктивный пласт, после завершения его разработки, вскрывается высокопроницаемый пласт).
- Одновременное вскрытие и разработка пластов одной сеткой скважин
- Одновременное вскрытие и разработка пластов двумя сетками скважин

- Одновременное вскрытие и разработка пластов одной сеткой скважин с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ)

В исследовании использовались несколько вариантов соотношения проницаемостей продуктивных пластов (высокопроницаемого к низкопроницаемому), а также проницаемости и толщины прослая, обеспечивающего гидродинамическую связанность объекта разработки. Результаты многовариантных расчетов приведены в таблицах 3 и 4. При моделировании задавалась 100% компенсация отборов с целью минимизации влияния изменения PVT свойств на результаты сравнения.

Таблица 3 – КИН и коэффициент охвата по вариантам разработки

Отношение проницаемостей продуктивных пластов	Проницаемость среднего пласта $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²					
	Поочередное вскрытие пластов		Одновременное вскрытие пластов одной сеткой скважин		Вскрытие двумя сетками скважин/ОРЭ	
	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.
Толщина среднего пласта 1м						
10	0,384	0,598	0,402	0,626	0,403	0,626
20	0,363	0,565	0,383	0,596	0,384	0,598
50	0,299	0,465	0,322	0,501	0,330	0,513
80	0,267	0,416	0,282	0,439	0,295	0,459
Толщина среднего пласта 5м						
10	0,381	0,593	0,403	0,626	0,402	0,626
20	0,359	0,558	0,382	0,595	0,385	0,599
50	0,300	0,466	0,321	0,500	0,341	0,531
80	0,278	0,432	0,282	0,439	0,316	0,491
Толщина среднего пласта 10м						
10	0,379	0,589	0,402	0,625	0,401	0,624
20	0,356	0,553	0,382	0,594	0,387	0,602
50	0,307	0,478	0,328	0,510	0,353	0,549
80	0,276	0,430	0,285	0,444	0,334	0,519

Таблица 4 - КИН и коэффициент охвата по вариантам

Отношение проницаемостей продуктивных пластов	Проницаемость среднего пласта $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²					
	Поочередное вскрытие пластов		Одновременное вскрытие пластов одной сеткой скважин		Вскрытие двумя сетками скважин/ОРЭ	
	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.
Толщина среднего пласта 1м						
10	0,392	0,609	0,402	0,626	0,403	0,626
20	0,369	0,574	0,383	0,596	0,383	0,596
50	0,306	0,476	0,322	0,500	0,325	0,505
80	0,271	0,422	0,282	0,439	0,287	0,447
Толщина среднего пласта 5м						
10	0,388	0,604	0,403	0,626	0,402	0,625
20	0,363	0,565	0,382	0,595	0,383	0,596
50	0,299	0,464	0,321	0,500	0,325	0,505
80	0,264	0,411	0,279	0,434	0,288	0,448
Толщина среднего пласта 10м						
10	0,386	0,600	0,400	0,623	0,401	0,623
20	0,361	0,562	0,381	0,593	0,382	0,595
50	0,296	0,461	0,321	0,499	0,326	0,507
80	0,235	0,366	0,279	0,433	0,292	0,455

Основная цель проведенных расчетов – оценить влияние проницаемости и толщины прослая, обеспечивающего гидродинамическую связь между продуктивными пластами на эффективность разработки. По результатам проведенных расчетов максимальный КИН достигается в вариантах, где отношение проницаемостей продуктивных пластов составляет 10, а минимальный КИН при отношении проницаемостей равном 80, т.е. увеличение степени неоднородности ФЕС пластов приводит к снижению КИН за счет снижения степени выработки запасов низкопроницаемого пласта. Это объясняется более быстрым прорывом воды по высокопроницаемому интервалу в вариантах с максимальным отношением проницаемостей. Вариант поочередного вскрытия продуктивных пластов не приводит к увеличению

выработки запасов из низкопроницаемого пласта, т.к. в этом случае также возникают межпластовые перетоки жидкости.

Увеличение толщины и снижение проницаемости прослая между продуктивными пластами не позволяет в полной мере обеспечить раздельную разработку продуктивных пластов, т.к. перетоки сохраняются (наибольшее увеличение КИН при максимальной толщине и минимальной проницаемости не превышает 4%). Увеличение толщины или снижение проницаемости прослая между продуктивными пластами приводит к повышению фильтрационных сопротивлений, которые влияют на межпластовые перетоки жидкости, поэтому повышается охват низкопроницаемого пласта заводнением и возрастает КИН.

При росте соотношения проницаемостей, максимальные значения КИН достигаются при использовании компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации или бурения отдельной сетки скважин на каждый из пластов, т.е. в случаях, когда есть возможность создать отдельную депрессию на каждый из пластов. Оба подхода обеспечивают больший КИН и гибкость системы разработки по сравнению с вариантом вскрытия продуктивных пластов одной и той же скважиной, но бурение отдельной сетки скважин требует больших затрат и также сопряжено с повышенными рисками при бурении дополнительных скважин, а использование компоновок для ОРЭ в значительной мере усложняет конструкцию скважин и их эксплуатацию.

Таким образом, эффективность разработки гидродинамически связанных пластов, отличающихся на порядок своими фильтрационными свойствами, зависит от возможности снижения объемов перетоков нагнетаемой или пластовой воды между продуктивными пластами. При этом негативное влияние межпластовых перетоков может быть снижено за счет применения способов разработки, предполагающих раздельную эксплуатацию пластов.

Вне зависимости от рассмотренных факторов, таких как толщина, режим работы залежи, смачиваемость, расположение в разрезе и др., наличие высокопроницаемых интервалов или суперколлекторов приводит к значительному росту водонефтяного фактора (ВНФ) и снижает эффективность

разработки. Со временем эксплуатация месторождений с высоким ВНФ может стать нерентабельной, т.к. затраты на нагнетание и подготовку воды будут превышать доходы от добываемых углеводородов [2]. Негативное влияние от присутствия суперколлекторов в разрезе снижается, когда их вскрытие происходит только добывающей или нагнетательной скважиной, что повышает охват залежи процессом разработки, т.к. опережающий прорыв воды по высокопроницаемому интервалу оказывается затруднен.

В настоящее время существует множество различных подходов к увеличению нефтеотдачи на неоднородных месторождениях. Наиболее часто для повышения охвата воздействием и, соответственно, выработки запасов низкопроницаемых коллекторов применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. При этом часть этих методов направлена на формирование дополнительных фильтрационных сопротивлений между пластами, в то время как другая часть методов обеспечивает выравнивание фронта вытеснения при заводнении. Физико-химические методы обеспечивают разобщение пластов на некотором удалении от скважины, что позволяет уменьшить перетоки жидкости, а иногда и полностью исключить их. Подготовка и нагнетание водного раствора с полимерными композициями, способного обеспечить выравнивание градиентов давлений между продуктивными пластами, проницаемость которых отличается в 10 и более раз, представляется труднореализуемой при существующем уровне развития технологий. Основными недостатками данных методов являются их высокая стоимость, ограниченная применимость при высоких давлениях и температурах, а также подверженность механической и химической деструкции, определяющих в ряде случаев низкую продолжительность эффекта и необходимость проведения повторных обработок (Таблица 5). Например, молекулы полимеров в зависимости от минерализации воды и состава ионов могут начать разрушаться при температуре более 70 °С, а температура многих месторождений превышает 85 - 90 °С. Наибольшее число проектов по применению полимерного заводнения

было реализовано на месторождениях в Китае, Анголе, Омане и британском секторе Северного моря.

Таблица 5 - Критерии применимости физико-химических методов

Методы / Параметры	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Нефтенасы- щенность, %	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, °С	Проницае- мость, мкм ²	Толщина пласта, м
Закачка СО2	<15	>30	>8	-	-	25
Полимерное заводнение	5-100	>50	-	<70	>0.1	-
Закачка водных растворов ПАВ	<25	>50	-	<70	-	-
Закачка мицеллярных растворов	<15	>25	-	-	>0.1	<25

Выравнивание фронта вытеснения при заводнении в случае двух гидродинамически связанных пластов может быть реализовано с использованием технологии ОРЭ совместно с закачкой полимерного раствора в высокопроницаемый пласт [3], что позволяет обеспечить отдельную эксплуатацию каждого из пластов.

Анализ разработки существующих месторождений и проведенные расчеты с использованием трехмерных гидродинамических моделей позволили определить необходимое условие для повышения эффективности разработки многопластовых месторождений с гидродинамически связанными пластами с применением заводнения, а именно необходимость разделения пластов в межскважинном пространстве с целью снижения межпластовых перетоков жидкости.

2.2 Современное состояние одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений

Эффективность технологии и надежность установки ОРЭ добывающих или нагнетательных скважин на многопластовом месторождении в основном достигается за счет возможности применения одной и той же установки в одной скважине как для ОРЭ или ПЭ, так и для ОРЭ и ПЭ:

- при ОРЭ все пласты (должно быть два и более) скважины постоянно эксплуатируются;
- при ПЭ работает только один из пластов (должно быть два и более) во время исследования или временной эксплуатации, а другой или другие пласты скважины при этом временно закрываются;
- при совместной ОРЭ и ПЭ, по крайней мере, два из всех пластов (должно быть три и более) регулярно эксплуатируются и, по меньшей мере, один пласт из всех поочередно закрывается.

Эффективность ОРЭ и ПЭ достигается за счет возможности:

- 1) применения технологии и установки либо для ОРД или ПД нескольких (двух или более) пластов, либо для ОРД и ПД нескольких (не менее трех) пластов (нефтяных, газовых, двух нефтяных и одного газового, и т.д.) одной добывающей скважины;
- 2) применения технологии и установки либо для ОРЗ или ПЗ нескольких (двух или более) пластов, либо для ОРЗ и ПЗ нескольких (не менее трех) пластов одной нагнетательной скважины, с целью ППД или утилизации избытка воды, газа;
- 3) применения технологии и установки для комбинированного способа "ОРД и ОРЗ", "ПД и ПЗ" одного или нескольких нагнетательных и добывающих пластов одной скважины;
- 4) применения технологии и установки для ОРД из нескольких пластов одной скважины, оборудованной с УЭЦН или УШГН, или с дифференциальной УШГН, или с АНС (НС); или же с УЭЦН и УШГН, или с УЭЦН и НС, или с УШГН и НС, и пр.;

- 5) добычи флюида поочередно из каждого вскрытого (два и более) эксплуатационного объекта одной насосной скважины с помощью технологии и установки ПД, позволяющей разобщение объектов между собой и эксплуатацию только одного из них (например, нижележащего или вышележащего пласта, или другого пласта между ними) с временной изоляцией отсеканием (глухой пробкой, механическим или гидравлическим отсекателем и пр.), соответственно, другого или других эксплуатационных объектов до очередного подземного ремонта скважины, связанного со сменой насоса или с необходимостью устранения имеющегося при эксплуатации осложнения (обводнения, газопроявления, пескопроявления и пр.);
- 6) добычи флюида поочередно из каждой двух работающих (не менее трех вскрытых) эксплуатационных объектов одной насосной скважины с помощью технологии и установки "ПД и ОРД", позволяющей разобщение объектов между собой и эксплуатацию только двух из них (например, нижележащего и вышележащего пластов или пластов между ними и пр.) с временной изоляцией отсеканием (глухой пробкой, механическим или гидравлическим отсекателем и пр.), соответственно, другого или других эксплуатационных объектов до очередного подземного ремонта скважины, связанного со сменой насоса или с необходимостью устранения имеющегося при эксплуатации осложнения (обводнения, газопроявления, пескопроявления и пр.);
- 7) применения технологии и установки "ПЗ и ПД" для скважины с одним или несколькими пластами, где сначала (поочередно, периодически) закачивается рабочая среда (например, пар, теплая нефть, ПАВ и пр.) в пласт или пласты скважины, а затем временно отбирается из него или из них флюид;
- 8) применения технологии и установки ОРЭ или ПЭ для одновременного или поочередного (последовательного, периодического) исследования пластов нагнетательной или добывающей скважины, или же для исследования одного или нескольких нагнетательных и добывающих пластов одной скважины;
- 9) применения технологии и установки ПЭ для постоянной или временной эксплуатации, исследования и герметичного разобщения верхнего объекта

(например, отработанного или консервированного пласта, или же негерметичного участка ствола) скважины с УЭЦН;

10) разукрупнения объектов разработки путем разделения группы пластов на отдельные пласты, а пластов - на изолированные пропластки (в зависимости от их проницаемости) в одной скважине с установкой ОРЭ или ПЭ;

11) добычи и направления флюида из каждого пласта к устью по отдельному каналу труб, чтобы оперативно измерять и вести учет по параметрам (дебит, обводненность, газовый фактор и др.), и регулировать режим работы для каждого пласта при эксплуатации и исследовании фонтанных, газлифтных (непрерывных или периодических) скважин с установкой ОРД;

12) оперативной установки и регулирования расхода среды на устье для каждого пласта нагнетательной скважины при ОРЭ путем подбора соответствующего для них устьевого штуцера или регулятора;

13) добычи флюида из двух вскрытых эксплуатационных объектов одной насосной скважины с помощью технологии и установки ОРД, позволяющей разобщение объектов между собой, исследование и определение их параметров как при совместной, так и при отдельной работе, по меньшей мере, одного из объектов до и после спуска в скважину насосной установки;

14) предупреждения срыва подачи жидкости насосом (ЭЦН, ШГН) при эксплуатации основного продуктивного пласта скважины с установкой ОРД за счет использования и обеспечения открытия съёмного клапана в виде отсекателя на глубине вспомогательного высоко обводненного пласта (при снижении динамического уровня жидкости ниже его допустимого значения) и поступления из него дополнительной жидкости на вход насоса, и, наоборот, при восстановлении динамического уровня жидкости - закрытия съёмного клапана отсекателя;

15) предупреждения срыва подачи жидкости насосом (ЭЦН, ШГН) при эксплуатации двух пластов скважины с установкой ОРД за счет использования и обеспечения открытия съёмного клапана в виде стабилизатора выше насоса при снижении динамического уровня жидкости ниже его допустимого значения и

поступления из колонны НКТ части жидкости в затрубное пространство, и, наоборот, при восстановлении динамического уровня жидкости - закрытия съёмного клапана стабилизатора;

16) регулирования проектного забойного давления, по меньшей мере, для одного из пластов при эксплуатации одной фонтанной, газлифтной или насосной скважины с установкой ОРД за счет использования съёмного клапана в виде регулятора или штуцера для флюида на его глубине;

17) изменения и стабилизации динамического уровня жидкости при исследовании одного или двух пластов одной насосной скважины с установкой ОРД, с использованием устьевого регулятора или многоходового переключающего устройства (штуцера);

18) изменения и регулирования давления свободного (попутного) газа в затрубном пространстве фонтанной или насосной скважины с установкой ОРД или ПД путем стравливания избытка газа в колонну НКТ через съёмный клапан в виде регулятора;

19) целенаправленного отсекания (механическим или гидравлическим воздействием) призабойной зоны, по меньшей мере, одного из пластов от ствола насосной скважины при ОРД или ПД с помощью съёмного клапана в виде отсекаателя (в частности, при росте динамического уровня жидкости или увеличении затрубного - устьевого давления), с целью проведения исследования работы или эксплуатации другого пласта;

20) целенаправленного отсекания призабойной зоны двух пластов от ствола насосной скважины при ОРД или ПД с помощью соответствующих съёмных клапанов в виде отсекаателей при остановке работы насоса и, соответственно, росте динамического уровня жидкости с целью проведения подземного ремонта скважины без попадания жидкости глушения в пласт и сокращения времени вывода скважины на технологический режим;

21) одновременной закачки по различным колоннам труб в один или несколько пластов нагнетательной скважины (с установкой ОРЗ или ПЗ) рабочих сред с различными физико-химическими и термобарическими свойствами;

- 23) одновременного или периодического отбора из одного пласта газа и жидкости по разным каналам - колоннам труб (с помощью установки ОРД и/или ПД) с оптимальными дифференцированными депрессиями для предупреждения образования газовых конусов на нефтяных месторождениях и для разработки нефтяных оторочек на газовых месторождениях;
- 24) одновременного или периодического отбора из одного пласта воды и нефти по разным колоннам труб (с помощью установки ОРД и/или ПД) с оптимальными дифференцированными депрессиями для предупреждения образования водяных конусов и для ограничения водопритока;
- 25) одновременного или периодического отбора (с помощью установки ОРД или ПД) по разным колоннам агрессивной (коррозионно-опасной, эррозионно-опасной среды с повышенным содержанием мехпримесей и пр.) и неагрессивной среды;
- 26) одновременной или периодической закачки пара и холодной воды при ОРЗ или ПЗ для предупреждения техногенного отрицательного воздействия на пласт от его охлаждения при поддержании пластового давления;
- 27) постоянной или временной изоляции (частичной или полной) при ОРЭ или ПЭ высокообводненных или газопроявляющих (высокий газовый фактор), или пескопроявляющих (высокое содержание мехпримесей) пластов или пласта, или негерметичных участков ствола скважины;
- 28) оптимизации профиля притока или приемистости с помощью установки ОРЭ или ПЭ путем создания дифференцированной депрессии на пропластки или пласты с разной проницаемостью;
- 29) повышения нефтеотдачи с помощью установки ОРЭ или ПЭ за счет продления рентабельной эксплуатации малорентабельных (низкодебитных, высоко обводнённых) пластов и за счет оптимизации процесса вытеснения нефти рабочим агентом в неоднородных пластах;
- 30) использования технологии и установки ОРЗ для внутрискважинной закачки для ППД или для внутрискважинного газлифта путем подачи газа или

пластового флюида с высоким газовым фактором из одного пласта в колонну труб скважины для добычи пластового флюида из других пластов;

31) использования технологии и установки ОРЗ или ПЗ для водогазового воздействия на пласт за счет управляемого перетока в основной пласт газа высокого давления из одного пласта (источник газа) и воды или высоко обводнённой продукции из другого пласта (источник воды);

32) использования технологии и установки ОРЗ или ПЗ для водогазового воздействия на пласт за счет внутрискважинного сжатия подаваемого с поверхности (из газлифтной системы или из газодобывающей скважины или из добывающей скважины с высоким газовым фактором и высоким устьевым давлением) или из пласта газа низкого давления до давления его закачки в другой пласт путем периодической подачи жидкости высокого давления и отбора из скважины или утилизации ее в другой пласт с целью обеспечения циклического поступления газа низкого давления и сжатия его в межтрубном пространстве;

33) использования технологии и установки ОРЭ для добычи высоковязкой нефти путем направления потока вниз и нагрева его за счет температур нижерасположенных горных пород, уменьшения потери температур в подъемнике, снижения вязкости нефти за счет гидротранспорта (отбора менее вязкой продукции из нижерасположенного пласта) и разрушения ее структур, а также для добычи высоковязкой нефти путем закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну и отбора высоковязкой нефти периодически или непрерывно через эту же или через другую колонну труб;

34) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для нестационарного воздействия на пласты как за счет изменения режима закачки рабочего агента, так и за счет изменения режимов отбора пластовых флюидов;

35) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для создания непроницаемых экранов в пласте между разрабатываемым объектом (нефтяным) и газовой шапкой или подошвенной водой путем непрерывной или периодической закачки через отдельную колонну или колонны труб рабочей

среды - воды, водонефтяной эмульсии, химреагентов, тампонажного раствора и пр.;

36) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для эксплуатации горизонтальной или разветвленной скважины, или скважины с забуренным боковым стволом или стволами;

37) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для углубления точки инъекции рабочего агента ниже пласта при газлифтной или струйной эксплуатации, а также для внутрискважинной сепарации и утилизации воды в один из пластов при добыче высокообводненной продукции из другого пласта;

38) использования технологии и установки для ОРД или ПД флюида из одного или нескольких пластов с помощью УЭЦН (или УЭЦН и НС) при одновременном разобщении пакером негерметичности ствола скважины;

39) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для гидроразрыва (поинтервального, селективного, направленного, точечного) отдельных пластов и пропластков, а также для совместной эксплуатации разных добывающих пластов (газового, нефтяного и пр.) одной скважины;

40) использования технологии и установки ОРЭ или ПЭ для промышленной добычи газа при разработке месторождений газогидратов (запасы газа в вечной мерзлоте и на океанском дне в виде придонных и поддонных отложений арктических и антарктических морей) путем закачки теплоносителя (пара, горячей воды) через одну колонну, а через другую колонну труб отбора углеводородного газа в непрерывном режиме или отбора в периодическом режиме.

Эффективность технологии и надежность установки для ОРЭ и ПЭ также достигается за счет следующих возможностей: отдельный спуск, установка пакера (секции) и опрессовка подземной компоновки для каждого пласта; сохранение надежности эксплуатационной колонны; раздельное разобщение или глушение пластов; раздельный подъем многосекционной скважинной компоновки; осуществление подземного ремонта без глушения продуктивного пласта путем его отсекания от ствола скважины (при наличии клапана-

отсекателя или после установки глухой пробки в скважинную камеру для каждого пласта); исключение отрицательно-техногенного поглощения раствора, по меньшей мере, одним продуктивным пластом, а при глушении скважины – сохранение фильтрационных приточных характеристик (дебит нефти) пласта и облегчение вывода скважины на технологический режим; раздельное освоение добывающих пластов или закачка рабочей среды в пласты; раздельный технологический учет добываемой продукции или расход закачиваемой среды по каждому из пластов; отдельное исследование каждого из пластов; раздельное физико-химическое воздействие на пласты; недопущение снижения забойного давления на глубине пласта ниже допустимого минимального его значения (например, в зависимости от давления насыщения газа в нефти) в процессе запуска и эксплуатации скважины; регулирование или поддержание оптимального диапазона или значения забойного давления для пласта в работе скважины; регулирование давления свободного газа в межтрубном пространстве; ограничение дебита флюида для высокопроницаемого пласта и увеличение дебита для низкопроницаемого пласта одной скважины; изменение температуры и структуры высоковязкой добываемой нефти из пласта; углубление точки ввода рабочего агента ниже продуктивного пласта; обеспечение оптимального режима работы для каждого из объектов; интенсификация добычи нефти из одного пласта при ограничении депрессии по другому пласту; ограничение притока высокообводненной продукции из одного пласта и увеличение добычи нефти из другого пласта; ввод в разработку водонефтяной части залежи при сохранении нормальной работы чисто нефтяной части; исключение межпластовых перетоков пластовых флюидов при эксплуатации или остановке скважины; управляемый (регулируемый) перепуск пластовых флюидов разных пластов в одной скважине; интенсификация добычи нефти из низкопродуктивного пласта за счет использования энергии высокопродуктивного пласта с целью предупреждения осложнений; повышение нефтеотдачи; уменьшение вероятности осложнений (обусловленных низким дебитом) за счет увеличения дебита приобщаемых пластов;

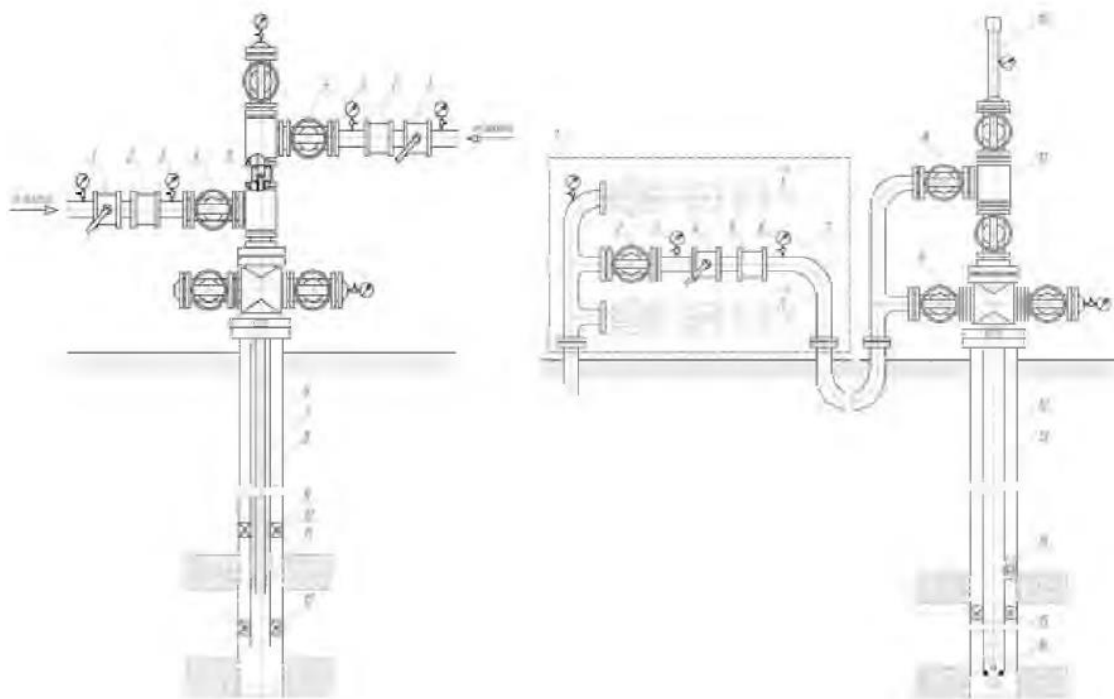
дифференцированное воздействие на различные участки пласта с целью равномерной выработки и приобщение к разработке отдельных объектов (пропластков); уменьшение вероятности осложнений, обусловленных высоким газовым фактором из-за прорыва свободного газа.

Эффективность технологии и надежность установки при комбинированном способе - ПД флюида (из одного или нескольких добывающих пластов) и ПЗ рабочей среды (в один или несколько нагнетательных пластов); или ОРД флюида (не менее, чем из двух добывающих пластов) и ОРЗ рабочей среды (не менее чем в два нагнетательных пласта); или ОРД флюида и ПЗ рабочей среды; или ОРЗ рабочей среды и ПД флюида из одной скважины, с одним или несколькими нагнетательными и добывающими пластами, достигается за счет: обеспечения закачки среды, например, в нагнетательный пласт при одновременном отсекании (механическим или гидравлическим воздействием, в частности глухой пробкой или клапаном-отсекателем) другого добывающего пласта или, наоборот, обеспечения добычи флюида из одного пласта при одновременном отсекании другого нагнетательного пласта; обеспечения добычи среды из одного пласта и закачки ее в другой пласт одной скважины; обеспечения добычи среды из одного пласта при одновременной закачке рабочего агента в другой пласт одной скважины и повторения операции наоборот; сохранности эксплуатационной колонны.

Эффективность и надежность установки (со съемным клапаном отсекателем или регулятором, или обратным клапаном) для фонтанной, газлифтной или насосной скважины с одним работающим пластом (при этом другой или другие пласты законсервированы или временно закрыты) достигается за счет: регулирования заданного проектного забойного давления при фонтанной, газлифтной или насосной эксплуатации; отсекания пласта при открытом фонтане или исключения поглощения пластом раствора при глушении скважины; возможности проведения подземного ремонта скважины без глушения или без подъема пакера из скважины; периодической закачки рабочей среды в пласт и периодической добычи флюида из того же пласта скважины.

2.2.1 Одновременно-раздельная закачка воды в несколько пластов

ОРЗ через одну скважину активно применяется в последние годы во многих копаниях.



Двухлифтовая компоновка
нагнетательной скважины для ОРЗ
воды в два пласта

Однолифтовая компоновка
нагнетательной скважины для ОРЗ воды
в два пласта (дресселирование нижнего
пласта)

Рисунок 11 – Схема компоновок одновременно-раздельной закачки

Двухлифтовая схема ОРЗ позволяет осуществлять полный комплекс гидродинамических исследований скважины (ГДИС), производить работы с пластом с использованием различных химических составов, контролировать и оперативно регулировать процесс ППД. Поэтому ОРЗ с двумя лифтами определена как универсальная и наиболее удобная в эксплуатации схема для одновременно-раздельной закачки воды в два пласта.

Существуют решения по ОРЗ и в три пласта, некоторые из них даже внедряются в небольшом объеме. Однако широкого внедрения не происходит из-за сложности оборудования, а также из-за меньшей актуальности данной задачи,

чем закачка в два пласта.

2.2.2 Оборудование для одновременно-раздельной добычи

В отличие от ОРЗ, где технологии позволяют выбрать оптимальный вид оборудования и внедрять его повсеместно, конструкции одновременно-раздельной добычи не так универсальны.

По методам контроля выработки запасов конструкции ОРЭ разделяются согласно рисунку 11.

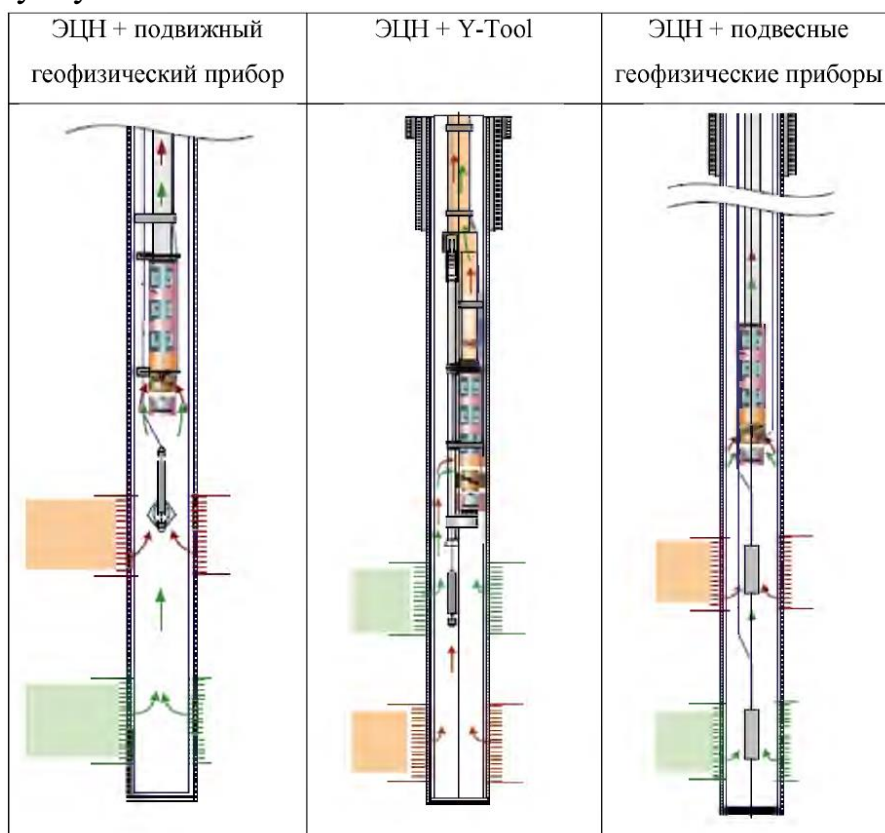


Рисунок 11 – Одновременно-раздельная эксплуатация с одним насосом и геофизическим прибором

В компоновках с одним насосом и геофизическими приборами совместный учет выработки запасов осуществляется прямым способом, отдельно по пластам ведется косвенный учет продукции по данным геофизических приборов. Данные схемы оправдали себя при исследовании отдельных пропластков одного объекта разработки, но они не применимы при разобщении отдельных объектов.

Учет продукции скважины при ОРЭ с двумя насосами (рисунок 12) ведется либо по отдельным лифтам, либо попеременной остановкой одного из насосов. Для устойчивой работы подземного оборудования необходим приток из пластов, обеспечивающий постоянную работу насосов.

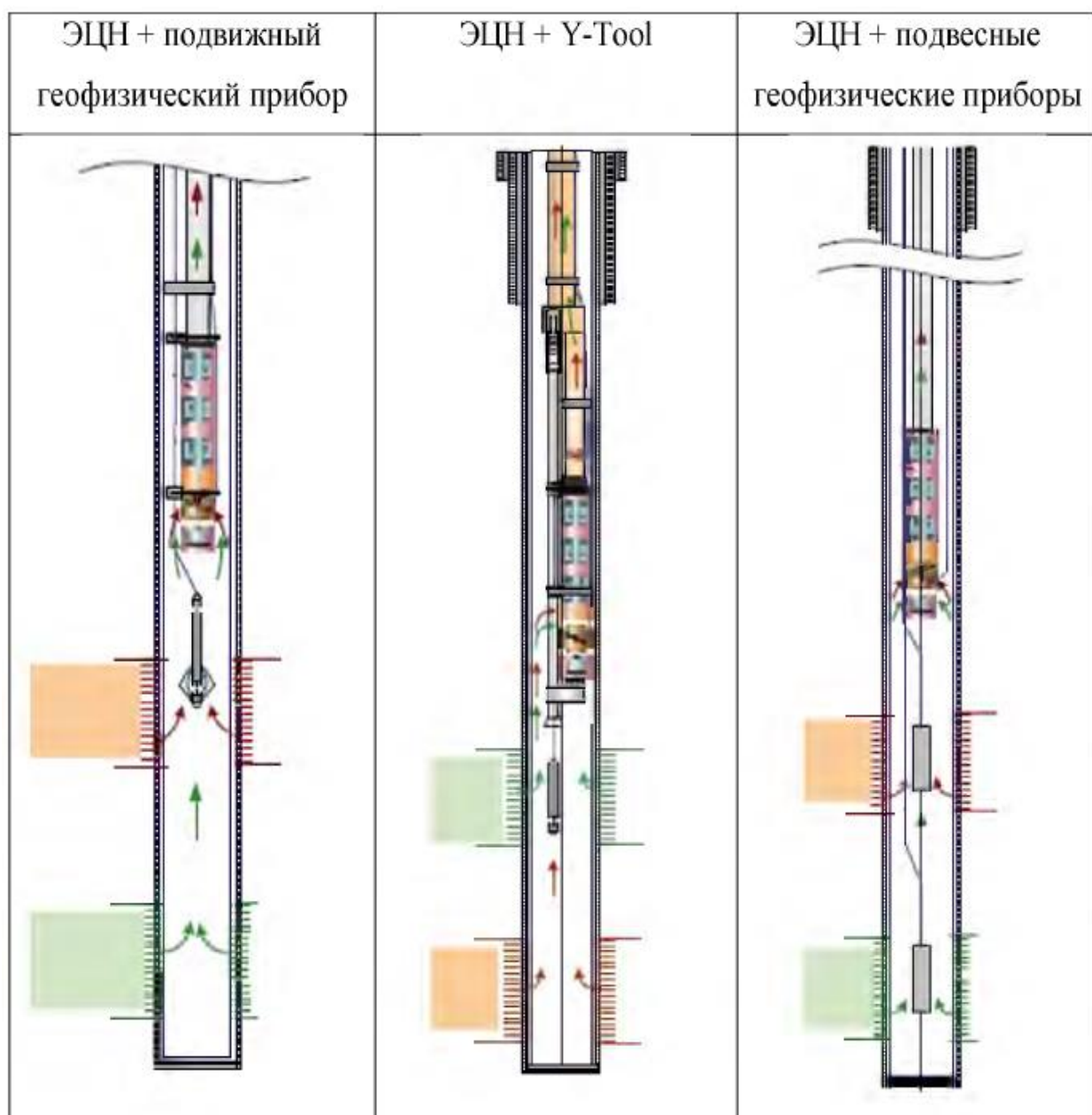


Рисунок 12 – Одновременно-раздельная эксплуатация с двумя насосами

ОРЭ с разобщением пластов для замера (рисунок 13) - при нормальной работе флюид двух пластов смешивается в скважине и поднимается одним насосом.

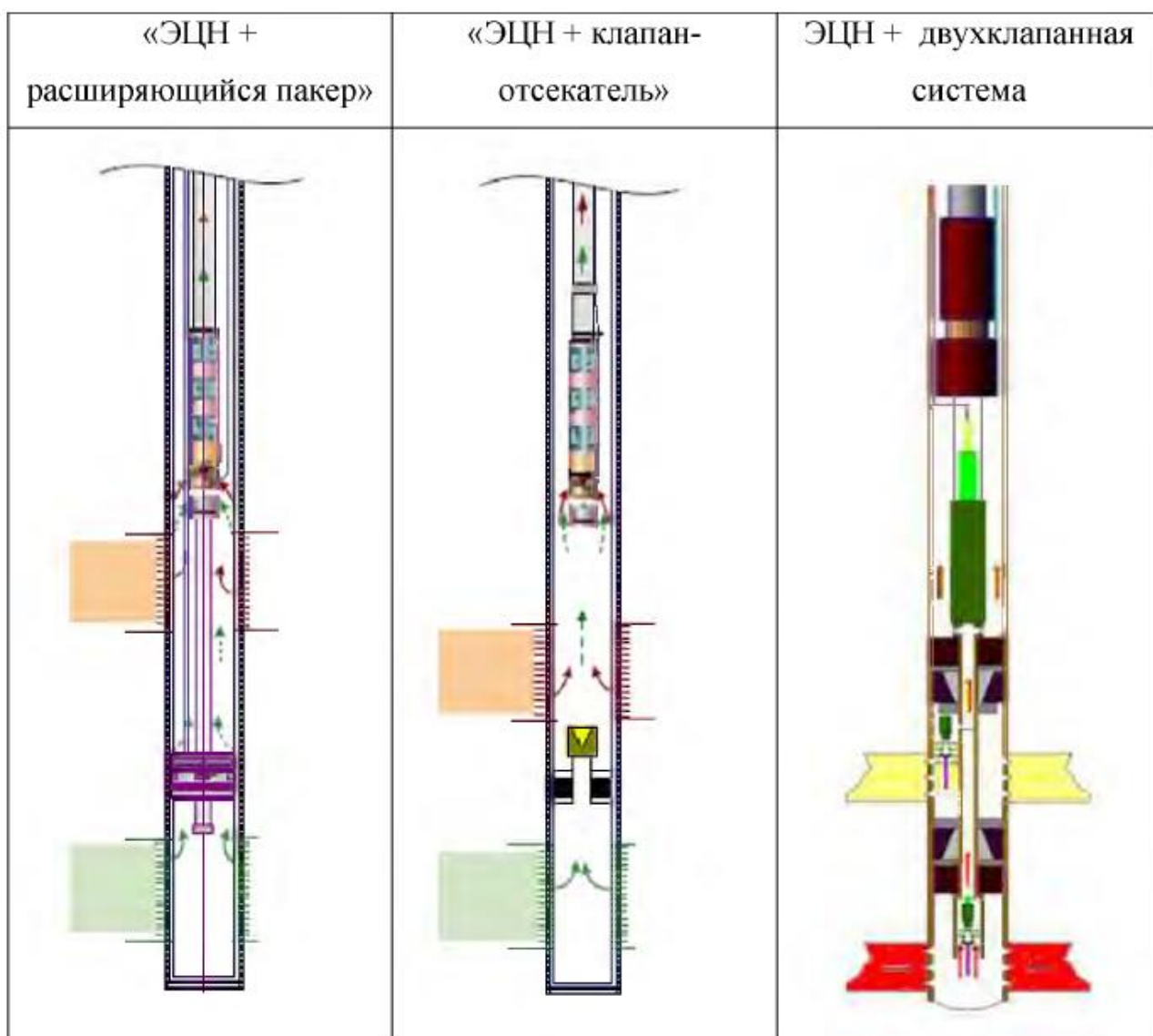


Рисунок 13 – Одновременно-раздельная эксплуатация с разобщением пластов

2.3 Методы контроля разработки многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации

Совместная эксплуатация подобных объектов требует постоянного мониторинга их выработки. Причем необходимо контролировать не только интегральные характеристики пластов, но и индивидуальные свойства каждого из них. Поэтому на таких объектах необходимо проводить непрерывный контроль разработки и мониторинг добычи с возможностью определения индивидуальных дебитов и фильтрационных свойств каждого пласта.

2.3.1 Расходомерия

В процессе разработки и эксплуатации непрерывно меняются все параметры системы скважина-пласт, поэтому постоянно необходим контроль выработки месторождения.

Обычно при мониторинге добычи определяется общее количество добываемой продукции из скважины, то есть суммарную добычу нефти из всех пластов. Базовой задачей контроля, является определение состава притока и заключение об индивидуальной работе каждого из работающих пластов.

В настоящее время существует много методов оценки расхода в скважинах: такие как механическая и термокондуктивная расходомерия, манометрическая расходомерия, акустическая ультразвуковая расходомерия, а также термометрия (позволяет получить суммарный объемный расход).

Однако большинство известных датчиков ориентировано на определение расходов на устье скважин.

Из вышеперечисленного комплекса основным количественным методом ПГИ и ГДИС для оценки дебитов пластов является расходомерия. Данный метод имеет две наиболее распространенные модификации механическая и термокондуктивная.

Для оценки дебита в механических расходомерах используют преобразователи частоты вращения датчика (турбинки) в электрические сигналы. Датчик непосредственно контактирует с флюидом, раскручиваясь под воздействием движущегося в стволе потока. Частота вращения турбинки зависит от скорости потока. Зависимость скорости от частоты в диапазоне, рекомендуемом для измерений, близка к линейной. Коэффициенты данной зависимости индивидуальны для каждого датчика. Они оцениваются при градуировке аппаратуры в заводских условиях и могут быть уточнены при непосредственно на скважине. Пересчет скорости в дебит производится на основе площади сечения канала, где происходит движение (открытый ствол, обсадная колонна, НКТ).

Основным преимуществом данного метода является стабильная работа в высокодебитных скважинах, но данный прибор имеет и ряд недостатков. Основные из них: резкое снижение точности в многофазном потоке сложного состава и структуры, а также высокий порог чувствительности $8-10 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Таким образом основная область применения механической расходомерии – диагностика и оценка дебита работающих интервалов при высоких скоростях потока. Для выявления низкодебитных прослоев измерения механическими расходомерами комплексируют с замерами термокондуктивными индикаторами расхода (термоанемометрами).

Основной частью термоанемометра, является нагреваемый электрическим током датчик, поток жидкости, проходя через прибор, охлаждает его, а в соответствии с этим меняет его сопротивление. По изменению сопротивления и судят о скорости потока. Прибор дает лишь качественную картину о профиле притока, по результатам термокондуктивной расходомерии количественная оценка скорости потока носит оценочный характер по нескольким причинам. Основные из них: нелинейная связь результатов измерений со скоростью потока, а также сильная зависимость результатов от состава флюида, направления его движения флюида и температуры окружающей среды.

Механическая и термокондуктивная расходомерия обычно используются в комплексе, что позволяет частично компенсировать их недостатки. Данный комплекс наиболее информативен в высокопродуктивных скважинах. Однако на сегодняшний день, как говорилось ранее, скважины на большей части месторождений имеют сравнительно невысокий дебит. Для измерения расхода в этих условиях комплекс для измерения профиля притока нуждается в совершенствовании.

Известны альтернативные технологии измерения расхода. Рассмотрим некоторые из них. Среди альтернативных методов следует прежде всего назвать манометрический расходомер. Он обеспечивает измерение расхода нефти в обводненных скважинах, где от забоя до входа в добывающее оборудование стоит столб воды, выше этой глубины в межтрубном пространстве стоит столб

нефти, а поступающая в скважину нефть всплывает вверх в виде струек. Принцип работы такого технического решения, заключается в том, что плотномер, выполненный на основе датчика дифференциального давления, измеряет текущую плотность потока, а скорость потока нефти рассчитывает коррелятор по временным сигналам, формируемым потоком в двух точках на известной базе измерений.

Пока данный вид расходомера не имеет промышленного внедрения и применения на реальных месторождениях, так как не отработана методика его интерпретации. Однако в дальнейшем данный вид может быть применен в интеллектуальных многопластовых скважинах для оперативного контроля пластовых притоков. Лабораторные испытания показали, что предлагаемый способ и устройство измерения расхода нефти в обводненных (в т.ч. и многопластовых) скважинах работоспособен и может обеспечить отдельный непрерывный мониторинг добычи и разработки каждого пласта.

Еще одним известным способом определения скорости потока в стволе является акустический ультразвуковой расходомер. Его принцип действия заключается в измерении какого-либо физического эффекта (в зависимости от расхода), создающего при прохождении акустических колебаний сквозь поток жидкости или газа. Большинство акустических расходомеров работают в ультразвуковом диапазоне частот.

Наибольшее применение получили ультразвуковые расходомеры, сконструированные на принципе измерения разности времени прохождения акустических колебаний по направлению потока и против потока измеряемого вещества. Ультразвуковые расходомеры, как правило, используют для измерения объемного расхода вещества. Погрешность измерения данных датчиков находится пределах от 0,1 до 2,5%. Чаще всего такие расходомеры используют при измерении объемного расхода жидкости. Так как газы имеют низкое акустическое сопротивление и сложно получить интенсивные звуковых колебаний.

Имеется несколько способов измерения очень малого значения, при котором измеряется разность фазовых сдвигов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (фазовые расходомеры):

- временной-импульсный метод, основанный на непосредственном измерении разности времени прохождения коротких импульсов по потоку и против него (временные-импульсные расходомеры);
- частотный метод, при котором измеряется разность частот повторения коротких импульсов или пакетов акустических колебаний, направляемых по потоку и против него (частотные расходомеры).

По числу акустических каналов ультразвуковые расходомеры подразделяются на одноканальные, двухканальные и многоканальные. У первых имеются только два пьезоэлемента, каждый из которых по очереди выполняет функции излучателя и приемника. Их существенное достоинство - отсутствие пространственной асимметрии акустических каналов, зависящих от различия их геометрических размеров, а также различия температур и концентрации потока в них. Вторые имеют два излучателя и два приемника, образующих два независимых акустических канала, которые располагаются параллельно или перекрещиваются друг с другом. Многоканальные применяются при необходимости измерения расхода деформированных потоков или же для достижения повышенной точности, в частности, в случае применения ультразвукового расходомера в качестве образцового.

Принцип действия данных видов датчиков основан на измерении величины ультразвуковых колебаний, которые распространяются в потоке. Для измерения количества вещества используются, так называемые расходметрические счётчики, если это вода - влагомеры, если измеряется расход газа – газоанализаторы.

Они измеряют массу вещества, протекающего по стволу. По способу измерения они разделяются на:

- скоростные счётчики, принцип действия которых основан на суммировании числа оборотов, помещённого в поток жидкости вращающегося элемента.
- объёмные счетчики, принцип действия которых основан на суммировании объёмов вещества, вытесненного из измерительной камеры прибора.

На сегодняшний день данный вид расходомерии хорошо распространен для устьевых замеров расхода или для измерения объемного расхода в магистральных трубопроводах, скважинный вариант сильно зависит от конструкции и нет промышленного варианта, который мог бы по техническим характеристикам применен в глубинных скважинных исследованиях.

Данные датчики не имеют широкого практического использования, так как не удалось создать датчика, позволяющего устранить или хотя бы существенно нивелировать влияние на показания состава притока.

Низкая результативность измерений в потоке со сложным компонентным и фазовым составом и структуры является общим недостатком всех перечисленных методов определения расхода.

Это заставляет более внимательно посмотреть на альтернативные промыслово-геофизические методы для решения задачи количественной оценки дебита многопластовых объектов механизированного фонда (ПГИ и ГДИС).

2.3.2 Геофизические методы контроля дебита при одновременно раздельной эксплуатации

В условиях совместной разработки многопластовых объектов термометрия является основным методом геофизических исследований скважин для контроля темпа выработки каждого из пластов. Этот метод основан на регистрации распределения температуры по глубине и изменения ее во времени.

Достоинствами термометрии являются:

- высокая чувствительность, позволяющая выделять слабый приток пластового флюида;
- цемент и колонна невидимы для температурного сигнала;

- температурное поле в окрестности ствола скважины инерционно, что позволяет анализировать после эксплуатационные эффекты.

Различают естественные и наведенные температурные поля в окрестности ствола скважины. Естественное температурное поле формируется в результате естественного градиента температурного поля Земли, фильтрации пластовой жидкости (нефти и воды) и газа к стволу скважины, движения жидкости с различной температурой по стволу скважины. Искусственное тепловое поле создается заполнением скважины охлажденным или нагретым раствором.

На практике естественное не возмущенное тепловое поле практически не встречается. Уже при первичном вскрытии продуктивного пласта вносится тепловое возмущение в естественное поле Земли путем охлаждения пласта более холодной промывочной жидкостью. Сравнивая термограмм искусственного теплового поля с естественной геотермой Земли, изучаемого в длительно простаивающих скважинах, анализируют интервалы притока или поглощения продуктивного пласта. Термограммы накладываются друг на друга и в точке пересечения температура раствора равна температуре породы. Выше точки равенства температур порода пласта охлаждена промывочной жидкостью, а ниже порода более нагрета, чем раствор.

Учитывая, что в интервале охлаждения породы пласт поглотил более холодную жидкость, то по этому параметру можно сделать вывод о проницаемой части коллектора.

Другим способом изучения продуктивного пласта является многократная регистрация термограмм в исследуемой скважине через определенные промежутки времени. Положение точки равенства температур определяется на всех зарегистрированных температурных кривых. По скорости смещения точки равенства температур судят о темпе поглощения или скорости притока пластового флюида. Это явление лежит в основе обработки и интерпретации активности породы продуктивного коллектора.

В добывающих скважинах вследствие продолжительного дроссельного эффекта на термограммах выделяются аномалии пониженных температур для газовых скважин или повышенных температур для нефтяных скважин независимо от депрессии на забое скважины. Это явление лежит в основе метода определения работающих интервалов пласта и нефтяных и водных притоков, а также удельного дебита каждого из продуктивных пластов при их совместной разработке.

На практике определение продуцирующих интервалов продуктивных пластов осуществляется как в квазистационарных условиях (в эксплуатационных скважинах при их длительной работе), так и в нестационарных условиях (при освоении скважин или изменении режима работы скважины). Основными эффектами, характеризующими изменение температуры в стволе скважины при проведении термодинамических исследований, направленных на изучение локальных тепловых полей (определение работающих интервалов) являются:

- адиабатический эффект расширения (сжатия) флюида в стволе скважины при изменении режима ее работы;
- дроссельный эффект в интервалах притока;
- баротермический эффект;
- калориметрическое смешивание.

Дроссельный эффект наблюдается только при условии установившейся фильтрации пластового флюида в окрестности ствола скважины. Физический смысл заключается в изменении температуры при медленном стационарном протекании флюида через пористую перегородку (рисунок 14).

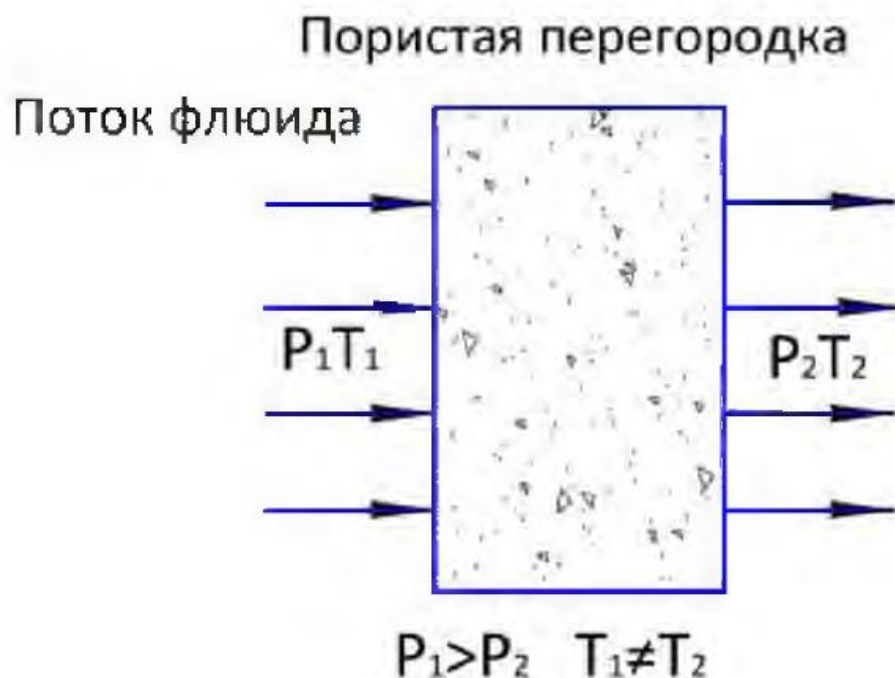


Рисунок 14 – Условие проявления дроссельного эффекта

Дроссельный эффект на стенке скважины можно представить формулой:

$$\xi = \frac{T_{пл} - T_{скв}}{P_{пл} - P_{заб}}, \quad (1)$$

где ξ – коэффициент Джоуля-Томсона; $T_{скв}$ – температура пластового флюида на стенке ствола скважины, $T_{пл}$ – пластовая температура, и $P_{пл}$ – пластовое и забойное давление.

Коэффициент Джоуля-Томсона определяют лабораторными методами для каждого типа флюида (воды, нефти, газа) в лабораторных условиях по формуле:

$$\xi = \frac{V}{C_p} (1 - \alpha T), \quad (2)$$

где V – удельный объем исследуемой жидкости или газа, α – коэффициент термического расширения, C_p – изобарная теплоемкость флюида, $\frac{V}{C_p}$ – характеризует диссипацию энергии за счет внутреннего трения, αT – характеризует изменение температуры при расширении флюида.

Уравнение (2) иллюстрирует тот факт, что коэффициент Джоуля-Томсона индивидуален не только для каждого типа пластового флюида, но и определяется компонентным составом для углеводородов (нефти и газа), а также

минерализацией пластовой воды. Коэффициент положителен для жидкости и отрицателен для газа. Средняя величина коэффициента Джоуля-Томсона для вода равна 0,2 град/МПа и изменяется в диапазоне $\pm 0,1$ град/МПа, для нефти в среднем 0,4 град/МПа и может изменяться в диапазоне $\pm 0,3$ град/МПа, для газа средняя величина 3 град/МПа, а диапазон изменения до $\pm 2,5$ град/МПа. Это, по сути, означает, что нет никакой возможности без детальных лабораторных исследований определить количественные характеристики притока пластового флюида, поскольку даже для жидкой фазы (нефти и воды) величина температурной аномалии, вызванной дроссельным эффектом, может перекрываться в диапазоне $\pm 0,2$ град/МПа, что не позволяет идентифицировать тип пластового флюида, притекающего в ствол скважины.

Кроме того, такие явления, как снижение забойного давления ниже давления насыщения, приводящее к выделению газа в призабойной зоне пласта и стволе скважины (рисунок 15) приводит к тому, что коэффициент Джоуля-Томсона, вызванный дроссельным эффектом фильтрации жидкости поглощается отрицательным его значением, обусловленным фильтрацией газа. Это не позволяет идентифицировать тип пластового флюида, притекающего в ствол скважины и вносит существенные ограничения в возможности термодинамических исследований для определения интервала притока пластового флюида.

Однако, даже при отсутствии значения коэффициента Джоуля-Томсона, определенного в лабораторных условиях для конкретного состава нефти одновременное или последовательно во времени определяя температурную аномалию для одной и той-же среды позволяет дифференцировать приток пластового флюида в различных интервалах пласта вдоль ствола скважины.

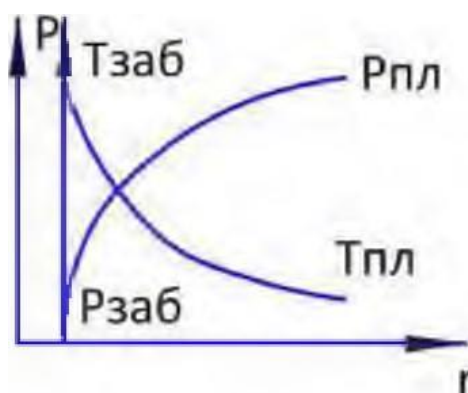


Рисунок 15 – Коэффициент Джоуля-Томсона при разгазировании
пластовой нефти

При вызове притока пластового флюида в ствол скважины, а также при закачивании в пласт воды на формирование температурного поля в стволе скважины и ПЗП значительное влияние оказывает эффект калориметрического смешивания флюида с различной температурой в интервалах притока. Этот процесс можно описать уравнением:

$$Q_{\text{в}} \cdot c_{\text{в}} (T_{\text{в}} - T_{\text{см}}) = Q_{\text{пл}} \cdot c_{\text{пл}} (T_{\text{см}} - T_{\text{вх}}), \quad (3)$$

где $Q_{\text{в}}$ – расход флюида, поступающего в интервал смешения по стволу (восходящий), $Q_{\text{пл}}$ – расход флюида, поступающего из пласта, $T_{\text{в}}$ – температура восходящего потока, $T_{\text{вх}}$ – температура на входе из пласта, $T_{\text{см}}$ – температура флюида после смешивания, $c_{\text{в}}$ – теплоемкость восходящего флюида, $c_{\text{пл}}$ – теплоемкость флюида, поступающего из пласта.

Теплообмен флюида с породами вне интервалов притока описываются выражениями (4,5):

$$T_c = T_r \mp \Gamma_n + (M \pm \Gamma) \cdot B \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{z}{B}\right) \right] + \Delta T_0 \cdot \exp\left(-\frac{z}{B}\right); \quad (4)$$

$$M = \varepsilon \left| \frac{dP}{dz} \right| - \frac{g}{c_p}; \quad (5)$$

$$B = c_v \cdot Q \cdot \frac{f(F_0)}{2\pi\lambda_n}; \quad (6)$$

$$f(F_0) = l(1 + \sqrt{\pi F_0}); \quad (7)$$

$$\Delta T_0 = T_r - T_c, \quad (8)$$

где z – вертикальная координата, совпадающая с направлением движения флюида и отсчитываемая от границы интервала притока, T_r и T_c – температура

геотермическая и в стволе скважины при $T=0$: геотермический градиент в интервале $(0; z)$, F_0 – длительность работы или перетока скважины; c_v и c_p – теплоемкость флюида при постоянном объеме и давлении; λ_n – теплопроводность пород; Q – массовый расход флюида; g – ускорение свободного падения.

Известные методы определения работающих интервалов и относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов, основаны на регистрации величины аномалий температуры, вносимых каждым продуктивным пропластком и могут быть проиллюстрированы рисунком 16.

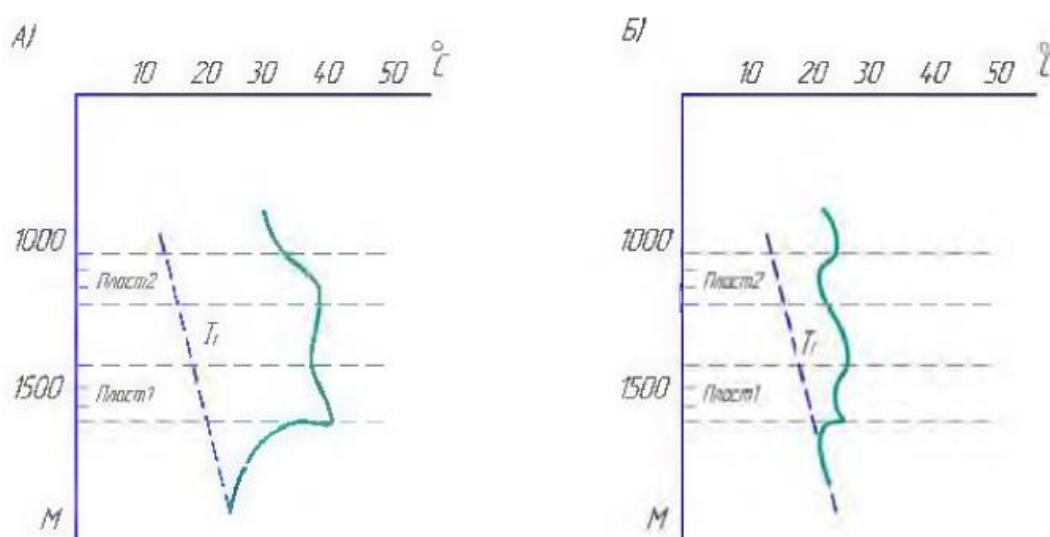


Рисунок 16 – Дроссельная аномалия напротив пласта П1, отрицательная калориметрическая аномалия (а), положительная калориметрическая аномалия (б) напротив пласта П2, T_g – геотерма.

Такая технология термодинамических исследований скважины обеспечивает определение работающих интервалов пласта только если регистрируется как температура напротив работающих интервалов ($T_{вх}$), так и между интервалами ($T_{см}$), а также температура восходящего потока над всеми продуктивными интервалами ($T_{в}$). При этом должно обеспечиваться условие стационарности притока.

Выделение термодинамических эффектов невозможно при нестационарной фильтрации, затухающем или развивающемся притоке, обусловленными остановкой или пуском скважины в работу, поскольку

известные технологии предусматривают подвижный термометр на фоне изменяющихся процессов в стволе скважины. Таким образом, указанные технологии не применимы для низкодебитных механизированных скважин.

Термодинамические исследования скважин в условиях нестационарности притока эффективны и информативны при неподвижной установке приборов в интервалах притока. Если соблюдается условие заполнения ствола скважины пластовой жидкостью, то калориметрический эффект смешивания в интервалах притока определяется линейной или объемной скоростью движения флюида в стволе. На основе этого, определяют удельный дебит каждого пласта многопластовой скважины:

$$q_i = q_v \left[\frac{T_v - T_{см}}{T_{см} - T_{вх}} \right], \quad (9)$$

где q_i – удельный дебит i -го пропластка, q_v – дебит восходящего потока, T_v – температура восходящего потока, $T_{см}$ – температура смешивания, $T_{вх}$ – температура на входе в ствол (рисунок 17).

Термодинамические исследования по указанной технологии рекомендуется проводить с учетом факторов, оказывающих влияние на распределение температуры в скважине:

- инерционностью используемых скважинных термометров;
- длительности возмущения;
- тепловой истории скважины, обусловленной бурением, цементированием, перфорацией и т.д.

Исследования необходимо проводить в непрерывно работающих скважинах или длительно простаивающих скважинах, а также при быстроменяющихся процессах, связанных с кратковременностью работы скважины.

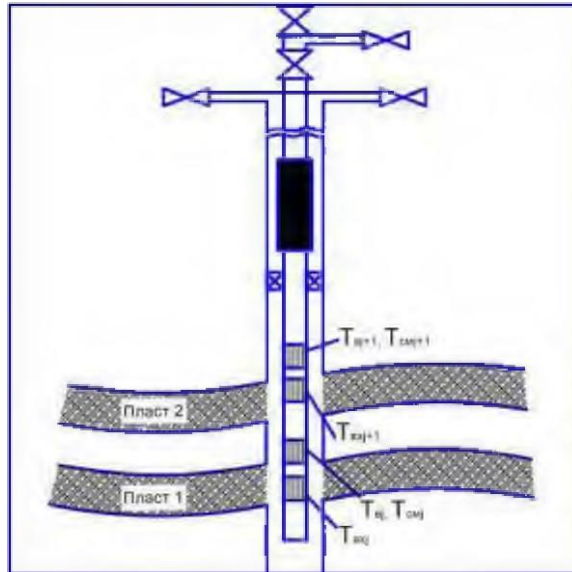


Рисунок 17 – Схема определения удельных дебитов пластов многопластового объекта

При одновременной разработке нескольких пластов необходимо учитывать различие значений пластового давления, различие в дебитах и обводненности каждого из пластов, а также неодинаковость пород, что обуславливает разнообразие их теплофизических свойств. Все это необходимо учитывать при обработке и интерпретации результатов термодинамических исследований скважины.

При разработке методики контроля разработки многопластовых объектов термодинамическими методами необходимо принимать во внимание:

- метрологические особенности скважинных термометров (инерционность, погрешность, чувствительность);
- состояние ствола и ЗУМПФа скважины;
- нестационарность притока при кратковременной работе скважин, а также для низкодебитных скважин механизированного фонда, когда исследования выполняются при смене глубинно-насосного оборудования при вызове притока снижением уровня.

Это определяет возможность выявления термодинамических эффектов в стволе скважины и, как следствие, принципиальную способность контроля разработки многопластовых объектов методами термометрии.

2.3.3 Гидродинамические методы контроля дебита при одновременно раздельной эксплуатации

Исследованию фильтрационных, продуктивных, энергетических характеристик отдельных пластов многопластовых объектов при совместной их разработке методами гидродинамических исследований скважин (ГДИС) посвящены усилия многих отечественных и зарубежных ученых.

На основе развивающейся теории подземной гидромеханики разрабатывались технологии промысловых гидродинамических исследований скважин, вскрывающих многопластовые объекты, а также методики обработки и интерпретации результатов исследований. Целью этих исследований является определение фильтрационных свойств каждого из продуктивных пластов многопластового объекта и их временное изменение, обусловленное изменением флюидонасыщения, связанного с выработкой каждого из пластов. Кроме того, знание фильтрационных свойств каждого отдельного пласта является необходимым условием для объединения пластов в один объект разработки. Непрерывный мониторинг состояния фильтрационных параметров отдельных пластов гидродинамическими методами исследования скважин обеспечивает информационное сопровождение процессов выработки запасов углеводородов при разработке нефтегазовых месторождений на всех этапах. Это позволяет избежать таких явлений, как преждевременная выработка наиболее проницаемых пластов, неравномерный охват пластов процессом заводнения и др., минимизируя механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. Кроме этого, роль гидродинамических исследований скважин на многопластовых месторождениях неоценима при определении коэффициента продуктивности как отдельных пластов, так и скважины в целом.

Особую роль гидродинамические исследования скважин играют при планировании различного вида геолого-технологических мероприятий, обеспечивающих интенсификацию притока, повышая общий коэффициент нефтеотдачи, в основе принятия решения об использовании которых лежит скин-фактор. Этот параметр характеризует степень совершенства сообщения

продуктивного пласта со стволом скважины и его определение представляет сложную задачу даже в скважинах однопластового объекта, а тем более в многопластовых.

В основе гидродинамических исследований скважин, вскрывающих многопластовые объекты лежат, в общем случае, два основных подхода:

- в случае разработки нескольких пластов одним фильтром (одним стволом скважины) регистрируют изменение давления в одной точке ствола скважины (чаще всего на кровле верхнего пласта) и дебит скважинным расходомером в кровле каждого пласта многопластового объекта. При этом режим работы скважины (депрессия) задается одним и общим для всех пластов многопластового объекта;
- при технологической возможности разобщения пластов или выделения одного пласта из группы отсекающими пакерами, регистрируют изменение давления и дебита отдельно для каждого пласта. В этом случае депрессия задается индивидуально для каждого пласта.

Вторая технология ГДИС наиболее предпочтительна для изучения индивидуальных фильтрационных характеристик каждого из пластов, однако она трудоемкая и высокочувствительная, из-за чего не получила широкого распространения до недавнего времени. Сдерживающим фактором этой технологии являлось отсутствие надежных двухпакерных систем, позволяющих изолировать один пласт из группы.

Значительным ограничением для исследования многопластовых объектов является отсутствие высокочувствительных, надежных скважинных приборов для измерения дебита каждого из пластов. Особенно это касается низкодебитных скважин. В применяемой до настоящего времени механической расходомерии в качестве чувствительного элемента механических расходомеров используется многолопастная турбинка, обороты вращения которой пропорциональны скорости потока флюида в стволе скважины и преобразуются в электрический сигнал, регистрируемый на поверхности. Такие расходомеры являются метрологически аттестованными средствами измерения,

позволяя количественно определить скорость потока в кровле каждого пласта многопластового объекта и путем вычитания из значения скорости потока, зарегистрированного на кровле верхнего пласта, значения, зарегистрированного на кровле нижележащего пласта, определяют значение дебита каждого из пластов многопластового объекта. Такие расходомеры хорошо выделяют работающие интервалы высокодебитных скважин. Однако при низких значениях дебита или неустановившемся (затухающем) притоке пластового флюида каждого из продуктивных пластов применение механических расходомеров ограничено нестабильной работой пласта, низкими дебитами и неоднородностью состава притока. Другим сдерживающим фактором скважинной расходомерии являются: необходимость выполнения исследований исключительно в обсаженных скважинах, тогда как чаще всего несколько пластов одновременно испытываются в открытом стволе разведочных скважин; датчики расходомеров не чувствительны в области малых скоростей потока; присутствие в потоке механических примесей, а также многофазность потока (наличие свободного газа в среде потока) искажают результаты исследований.

В общем случае регистрацией изменения давления по стволу скважины или во времени определяются: забойное, пластовое, гидростатическое давление; градиент давления по стволу скважины. Величина гидростатического давления позволяет характеризовать степень изолированности или открытости пластовой системы и определяется в невозмущенной, длительно простаивающей скважине. Гидростатическое давление может характеризоваться соответствующим гидростатическому, аномально высоким или аномально низким давлением. В последних случаях это является диагностическим признаком гидродинамически изолированного продуктивного пласта.

Величина пластового давления характеризует степень выработки каждого из пластов при условии неактивного аквифера и отсутствия сформированной системы заводнения. Таким образом, контроль величины пластового давления для каждого из пластов многопластового объекта является

важным параметром. В совокупности со значением пластового, забойное давление определяет условие фильтрации в каждом отдельном пласте.

Регистрация процесса изменения забойного давления после остановки работающей добывающей или нагнетательной скважины до величины пластового давления определяет характерную кривую восстановления или падения давления (КВД или КПД). Обработка и интерпретация полученных КВД или КПД обеспечивает определение фильтрационных параметров, скинфактора, идентифицировать модель пластовой фильтрационной системы.

При регистрации КВД (КПД) в стволе скважины, вскрывшей многопластовый объект общим фильтром, невозможно определить фильтрационные свойства каждого из пластов в отдельности.

Исследователи получили частные решения уравнений пьезопроводности для двухслойного пласта. Совместное решение этих уравнений привело к выводу, что различные коллекторские свойства двух пластов не влияют на вид и форму кривой восстановления давления. Определить по данной кривой можно только усредненные значения фильтрационных параметров обоих пластов. При этом гидропроводность подчиняется закону аддитивности и равна сумме гидропроводностей отдельных слоев, а пьезопроводность определяется средней взвешенной величиной слоев:

$$\xi = \sum_{i=1}^n \xi_i, \quad (10)$$

$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^n \chi_i h_i}{h}. \quad (11)$$

Для многопластовых объектов информативными являются гидродинамические исследования в скважинах с применением пакера. При выполнении этих исследований пакером поочередно отсекается сначала один пропласток, затем два, три и т.д. (рисунок 18). Скважина при каждой установке пакера должна выводиться на установившийся режим фильтрации с одновременной регистрацией дебита скважинным или устьевым расходомером и забойного давления, после чего скважину останавливают одновременной регистрацией КВД. Давление непрерывно регистрируется в работающей и

остановленной скважине. При этой технологии дифференциально определяются фильтрационные параметры только верхнего пласта (при движении пакера сверху вниз), параметры остальных пластов будут являться интегральными, поскольку слоистость не отражается на процессе неустановившейся фильтрации при условии наличия непроницаемых глинистых или солевых прослоев между продуктивными пластами.

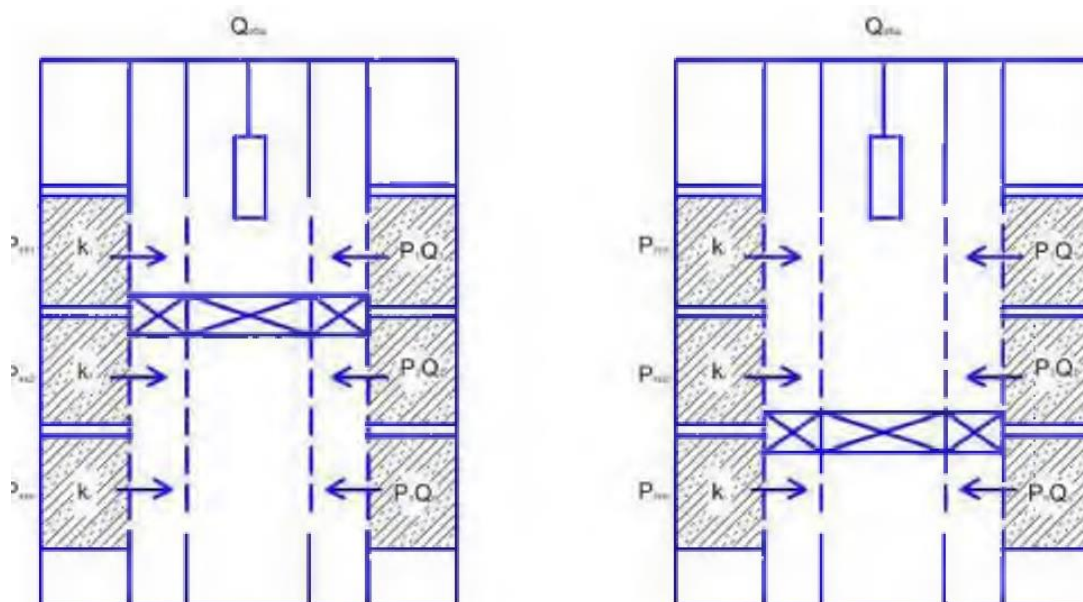


Рисунок 18. – Гидродинамические исследования многопластового объекта с применением пакера

Гидропроводность каждого из пластов определяют по выражению:

$$\xi_i = \xi \frac{Q_i}{Q_0}. \quad (12)$$

Скин-фактор каждого отдельного пласта многопластового объекта вычисляется по выражению для среднего скин-фактора, определенного по КВД:

$$s = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{Q_0}. \quad (13)$$

В выражениях (12) и (13) дебит Q_i определяется разностью дебита отдельного пласта перед остановкой скважины Q_0 и притока после остановки скважины на КВД (послепритпка) Q_k :

$$Q_i = Q_0 - Q_k. \quad (14)$$

Однако чувствительность современных механических расходомеров не позволяет определить дебит малодебитных скважин и определить как приток,

так и послеприток. Поэтому практическая реализация указанной технологии гидродинамических исследований является трудоемкой и продолжительной во времени, а результаты определения фильтрационных параметров носят оценочный характер.

Для надежного определения фильтрационных параметров многопластовых объектов используется ранее упомянутая технология, при которой каждый пласт многопластового объекта исследуется отдельно с использованием двухпакерной системы, отсекающей исследуемый пласт выше кровли и ниже подошвы.

В этой связи одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной дает уникальную возможность в проведении термогидродинамических исследований отдельных пластов на протяжении всей истории скважины. При определении дебита одного пласта проводится запись КВД по второму пласту. А также происходит непрерывная запись термограмм. В итоге скважины ОРЭ подвергаются исследованиям гораздо чаще обычных скважин, контроль состояния разработки многопластового месторождения оказывается более качественным и с большим коэффициентом охвата, практически стопроцентным.

2.4 Определения продуктивных и фильтрационных параметров каждого из пластов при одновременно-раздельной эксплуатации

2.4.1 Методика определения продуктивных характеристик многопластовых нефтяных залежей

При контроле разработки нефтегазовых месторождений можно выделить следующие основные направления: контроль процесса выработки запасов нефти и газа; оценка эффективности применения различных методов повышения нефтеотдачи пластов; диагностика состояния нефтяных пластов. В настоящее время развита в значительной степени методическая база, позволяющая решать задачи, возникающие по всем трем направлениям [6, 7, 8].

Особую сложность и актуальность задача контроля разработки имеет для сложных многопластовых месторождений.

Из известных и широко распространенных геофизических методов определения текущей нефтенасыщенности и фильтрационно-емкостных свойств отдельных пластов многопластового объекта выделяются следующие:

- а) спектральная шумометрия (пассивная акустика);
- б) радиометрия и широкополосная акустика;
- в) дебитометрия (расходомерия);
- г) термометрия.

Известные скважинные шумомеры недостаточно чувствительны. Кроме того, на результаты измерений значительное влияние оказывает шум движения многофазного потока в стволе скважины. Методы радиометрии и широкополосной акустики позволяют определить объем горной породы (пористость), насыщенной пластовым флюидом (текущую насыщенность). Указанные геофизические методы не позволяют определить продуцирующие пласты многопластового объекта при установившемся режиме работы скважины.

Метод дебитометрии имеет низкую чувствительность в низкодебитных скважинах механизированного фонда.

Термометрия имеет значительные преимущества перед другими в решении задачи контроля разработки многопластовых объектов. Информативность термометрии при исследовании многопластовых объектов связана с чувствительностью термодинамических явлений к различным изменениям состояния скважины и пласта. Однако это достоинство превращается в недостаток метода при наложении эффектов друг на друга, что существенно затрудняет процесс обработки и интерпретации термограмм. Необходимы технологические приемы, обеспечивающие приоритетное проявление одних эффектов по отношению к другим. В частности, чтобы выделить эффект адиабатического расширения-сжатия флюида в стволе скважины необходимо минимизировать проявление дроссельного, баротермического эффектов и калориметрического смешивания. Для обеспечения проявления адиабатического эффекта необходимо мгновенно

расширить или сжать флюид в стволе при условии отсутствия теплообмена с окружающей средой. Это в условиях открытой системы пласт-скважина это возможно обеспечить только в короткий промежуток времени (до 10 сек) после пуска или остановки скважины в условиях малого объема жидкости с незначительной сжимаемостью. Физически это возможно только для слабосжимаемой жидкости (воды) или нефти, находящейся в условиях, близких к пластовым. То есть, если забойное давление ниже давления насыщения и на забое скважины присутствует свободный газ или объем ствола скважины имеет значительные размеры (более 5-7 м³), то выделить указанный эффект невозможно.

При наличии притока пластового флюида в исследуемом интервале пласта эффект адиабатического расширения-сжатия уже через 5-10 секунд (в зависимости от скорости притока) перекрывается баротермическим эффектом, являющимся переходным от адиабатического до дроссельного. Этот эффект индивидуален для каждого типа пластового флюида и практически не поддается интерпретации без его численного определения в лабораторных условиях для каждого пластового флюида, что делает задачу обработки и интерпретации индивидуальной и уникальной для каждого исследуемого объекта.

При переходе процесса фильтрации пластового флюида в установившийся режим доминирующим является дроссельный эффект, который может быть поглощен только эффектами теплопередачи в окружающую среду и калориметрическим смешиванием.

Даже при технологическом обеспечении проявления указанных эффектов, тот или иной термодинамический эффект в стволе скважины может не проявиться в конкретных условиях, однако этот факт также является диагностическим признаком активности пласта многопластового объекта. Так, в частности, при технологическом обеспечении малого объема ствола скважины (отсечение одного пласта двухпакерной системой) и мгновенном снижении забойного давления в исследуемом интервале ствола, однако при соблюдении условия $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ (где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения пластового флюида), хорошо

проявляется адиабатический эффект, по амплитуде которого вычисляется коэффициент адиабатического расширения или сжатия. Сравнивая полученный коэффициент с табличными значениями, которые необходимо получить лабораторными методами для широкого спектра нефти с различным составом, газосодержанием, обводненностью, получают информацию о качественном составе флюида в исследуемом интервале. Если по истечении 10 секунд после начала изменения забойного давления температура меняется с низким темпом (не более 0,01 град/мин), то это является диагностикой двух возможных процессов: низкая скорость фильтрации (низкий дебит пласта в исследуемом интервале) на фоне теплопередачи в окружающие породы стенки скважины; отсутствие притока и исключительно теплопередача в окружающие породы. При наличии даже слабого притока пластового флюида в ствол скважины, состав жидкости в исследуемом интервале ствола изменяется, и последующая мгновенная остановка скважины при сохранении условия ограниченного объема ствола скважины в исследуемом интервале приводит к повторному проявлению адиабатического эффекта. Вычисляя адиабатический коэффициент и сравнивая его с предыдущим исключается двоякое толкование процессов. Если коэффициент изменился, то имеем дело со слабым притоком на фоне теплопередачи.

Рассмотренные термодинамические эффекты и их информативность при обработке и интерпретации результатов термогидродинамических исследований обуславливают следующую методику определения продуктивных характеристик многопластовых объектов:

1. Установка комплексных автономных приборов для одновременной регистрации температуры и давления в точках. Эти точки выбираются так, чтобы автономные приборы размещались в кровле и подошве каждого из пластов многопластового объекта. Один комплексный прибор размещают в зумпфе скважины. Дискретность измерения температуры и давления устанавливают не более 1 сек, поскольку регистрируются как инерционные процессы

(баротермический, дроссельный, теплопередачи, калориметрического смешивания), так и быстропротекающие (адиабатический).

2. Установка пакера над кровлей верхнего пласта многопластового объекта, при его дренировании одним фильтром скважины или отсечение каждого из пластов при использовании многопакерной системы.

3. Создание мгновенной депрессии на пласты. Технологически для этой операции наиболее удовлетворяют струйные скважинные насосы.

4. Отработка скважины на заданной депрессии в течение расчетного времени. Определяется индивидуально для каждого объекта разработки. При этом длительность отработки определяется выходом на установившийся режим фильтрации наименее проницаемого пласта. На поверхности регистрируют интегральный дебит скважины.

5. Смена режима работы скважинного насоса и отработка скважины до нового установившегося состояния. Этот пункт повторяется для нескольких режимов, но не менее трех.

6. Остановка скважины для регистрации КВД, длительность которой определяется индивидуально для каждого объекта разработки, ориентируясь на наименее проницаемый пласт.

7. Подъем скважинного оборудования, считывание данных из автономных манометров-термометров, построение сводных графиков температуры и давления.

8. Обработка результатов промысловых исследований, включающая следующие этапы:

8.1. Для каждого пласта многопластового объекта определяют адиабатический коэффициент при пуске скважины в работу и при остановке на КВД. Сравнивают полученные коэффициенты с табличными значениями и между собой. Контрольными являются адиабатические коэффициенты, определенные для зумпфа скважины, величина которых должна быть одинакова при пуске и остановке скважины. Если указанное условие не соблюдается, то

зумпф скважины не герметичен и необходимо учитывать дополнительный приток с нижележащих (как правило, водоносных) горизонтов [9, 10].

8.2. По данным термометров каждого, расположенных в кровле каждого из пластов строят сводные термограммы в корреляции с изменяющимся давлением для каждого из режимов работы скважины [11, 12]. Вычисляют температуру восходящего потока для каждого из пластов для учета калориметрического смешивания при построении графиков производных температуры каждого из пластов. Производные температуры с учетом калориметрического смешивания характеризуют скорость (темп) притока пластового флюида в каждом из пластов. По соотношениям полученных скоростей делят интегральный дебит, замеренный инструментально на поверхности, между каждыми из пластов.

8.3. По вычисленным дебитам каждого пласта многопластового объекта и замеренным значениям давления каждого из режимов работы скважины, выбирая давление при установившемся режиме фильтрации, который диагностируется по стабилизации давления и температуры каждого из режимов, строят индикаторную диаграмму, по которой вычисляют коэффициенты продуктивности каждого пласта многопластового объекта.

8.4. По вычисленным дебитам каждого из пластов зарегистрированную КВД обрабатывают согласно методикам и алгоритмам, с учетом послепритока или без него в зависимости от поведения объекта исследования. Учет дебита каждого пласта позволяет получить фильтрационные характеристики и скин-фактор дифференцировано по пластам многопластового объекта. Представленная методика позволяет решить такие задачи как качественное и надежное определение работающих интервалов многопластового объекта, объемный вклад в общую работу скважины каждого пласта в отдельности, определить фильтрационные характеристики эксплуатируемых пластов (проницаемость, гидропроводность, скин-фактор).

Однако такая технология исследований и методика обработки не позволяет определить такой важный параметр, как пластовое давление дифференцировано для каждого пласта. Для решения дополнительно к указанным этой задачи

наиболее удовлетворяет использование компоновок для ОРЭ, которая предполагает возможность создания отдельной депрессии на каждый пласт вплоть до полного отсечения одного из пластов. Это позволяет вести отдельный учет продукции по одновременно работающим пластам, что является обязательным требованием Правил разработки нефтегазовых месторождений. Совмещая компоновки ОРЭ многодатчиковой системой регистрации температуры и давления, то в режиме реального времени осуществляется мониторинг работы внутрискважинного оборудования, состояния призабойной зоны пласта, а также подбирать оптимальную депрессию на каждый из пластов.

Схема компоновки для проведения исследований при ОРЭ показана на рисунке 19.

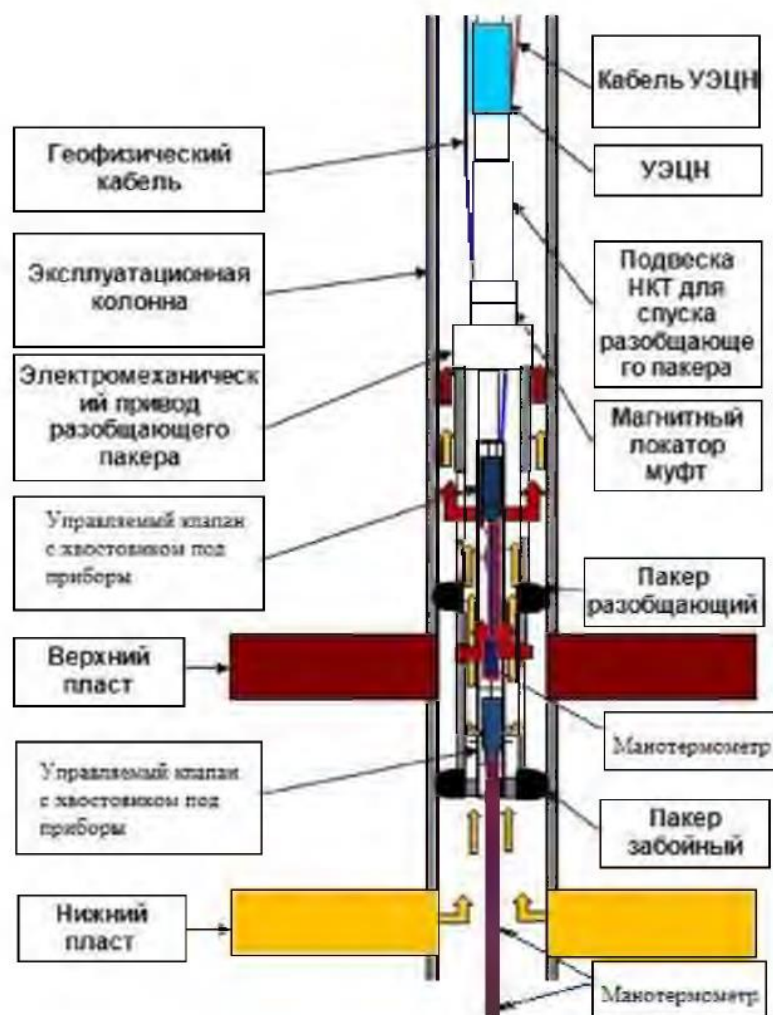


Рисунок 19 – Компоновка одновременно-раздельная эксплуатация с одним насосом и возможностью отсечения любого пласта для проведения исследований

Применение данной конструкции позволяет эксплуатировать скважины, вскрывающие три и более пласта.

2.4.2 Технология термодинамических исследований продуктивных пластов

Технология проведения термогидродинамических исследований при одновременно-раздельной эксплуатации предполагает размещение датчиков давления и температуры в интервалах кровли продуктивных пластов, а также одного комплексного датчика в зумпфе скважины. Датчик, расположенный в зумпфе скважины, является контрольным и необходим для сравнения с термограммами, регистрируемыми датчиками, расположенными напротив продуктивных пластов. В зумпфе скважины приток пластового флюида заведомо отсутствует, поэтому прогрева этого интервала за счет проявления дроссельного эффекта происходить не будет. Таким образом, сравнивая показания термометров, расположенных в скважине, определяется интенсивность работы пластов.

Принцип работы датчиков схож с принципом работы термоманометрической системы (ТМС) УЭЦН. Информация передается на станцию управления, откуда посредством телемеханики на автоматизированное рабочее место (АРМ) геолога, технолога или другого специалиста.

Исследования на установившихся режимах.

Для определения коэффициента продуктивности и гидропроводности каждого пласта необходимо провести гидродинамические исследования на установившихся режимах фильтрации. Такие исследования предполагают построение зависимости дебита пласта (Q) от депрессии на него, которая носит название индикаторная диаграмма (ИД). Дебит и депрессия регистрируются поочередно на нескольких (минимум двух) установившихся режимах работы каждого из пластов и при одновременной работе всех объектов. Для изменения режимов работы используется преобразователь частоты (ЧП) погружного электродвигателя (ПЭД), установленный в станции управления. Изменение частоты переменного тока приводит к изменению скорости вращения вала

электродвигателя, что позволяет регулировать напор УЭЦН в квадратичной зависимости и устанавливать необходимый технологический режим работы скважины.

Предлагается следующая технология проведения исследований на установившихся режимах фильтрации. Для примера рассмотрен случай одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Скважина выводится на установившийся режим эксплуатации при этом оба клапана-регулятора находятся в открытом положении, т.е. работают оба пласта совместно. Достижение установившегося режима работы определяется по неизменяющимся в течении 2-3 часов значениям дебита скважины и давления на всех датчиках. Время выхода скважины на установившийся режим работы зависит от вязкости фильтрующегося флюида и коллекторских свойств пласта, в частности проницаемости.

Особенностью скважин ОРЭ при использовании компоновок с отсечением пластов является одновременное проведение исследований на установившемся режиме по одному пласту и исследований на неустойчивом режиме по второму пласту. Схема изменения дебита и давления при исследованиях на установившихся и не установившихся режимах приведена на рисунке 20 и 21.



Рисунок 20 – Изменения дебита и давления на приеме насоса при исследованиях на установившихся режимах



Рисунок 21 – Изменения давления напротив кровли пластов при исследованиях на установившихся режимах

Затем скважина с помощью частотного преобразователя переводится на следующий режим работы. В рассматриваемом примере частота вращения двигателя увеличивается, дебит скважины и депрессия на пласт также увеличиваются. При этом клапана-регуляторы находятся в открытом положении, работают оба пласта. Значения депрессии и дебита на втором режиме фиксируются.

Третий режим работы скважины предполагает отсечение одного из пластов и регистрацию параметров работы одного пласта на установившемся режиме фильтрации. Для этого верхний клапан-регулятор переводится в закрытое положение, отсекая, таким образом, верхний пласт. В работе находится только нижний пласт. После достижения установившегося режима работы, что определяется стабильными показаниями манометра и расходомера, скважина переводится на следующий (четвертый режим работы). Для этого частота вращения ПЭД с помощью частотного преобразователя уменьшается. Работает по-прежнему только нижний пласт с меньшей чем на третьем режиме депрессией

и соответственно меньшим дебитом. Значения дебита и забойного давления регистрируются и контролируются до вывода скважины на установившийся режим работы.

Пятый режим работы предполагает проведение исследований верхнего пласта. Для этого клапан-регулятор нижнего пласта переводится в закрытое положение, отсекая его. Клапан-регулятор верхнего пласта переводится в открытое положение, создавая условия для притока из верхнего пласта. Депрессия на верхний пласт такая же, как и при исследовании нижнего пласта на четвертом режиме. Скважина выводится на установившийся режим работы, давление и дебит регистрируются до момента достижения постоянных значений. Далее с помощью частотного преобразователя скважина переводится на шестой заключительный режим работы.

Шестой установившийся режим фильтрации пластового флюида из верхнего пласта характеризуется большей по сравнению с пятым режимом депрессией, что достигается путем увеличения частоты вращения ПЭД. Давление и дебит регистрируются до момента их стабилизации.

По окончании исследований на установившихся режимах верхнего пласта, клапан-регулятор нижнего пласта переводится в открытое положение, подключая в работу нижний пласт. Далее скважина эксплуатируется в стандартном технологическом режиме совместной эксплуатации – в работе находятся оба пласта.

Результатом исследования на установившихся режимах фильтрации становится индикаторная диаграмма (рисунок 22), которая строится для трех случаев:

1. В работе находятся оба пласта (1,2 режим исследований);
2. В работе находится нижний пласт (3, 4 режим исследований);
3. В работе находится верхний пласт (5, 6 режим исследований).

Для каждого случая определяется коэффициент продуктивности $K_{прод}$ и гидропроводности ϵ .

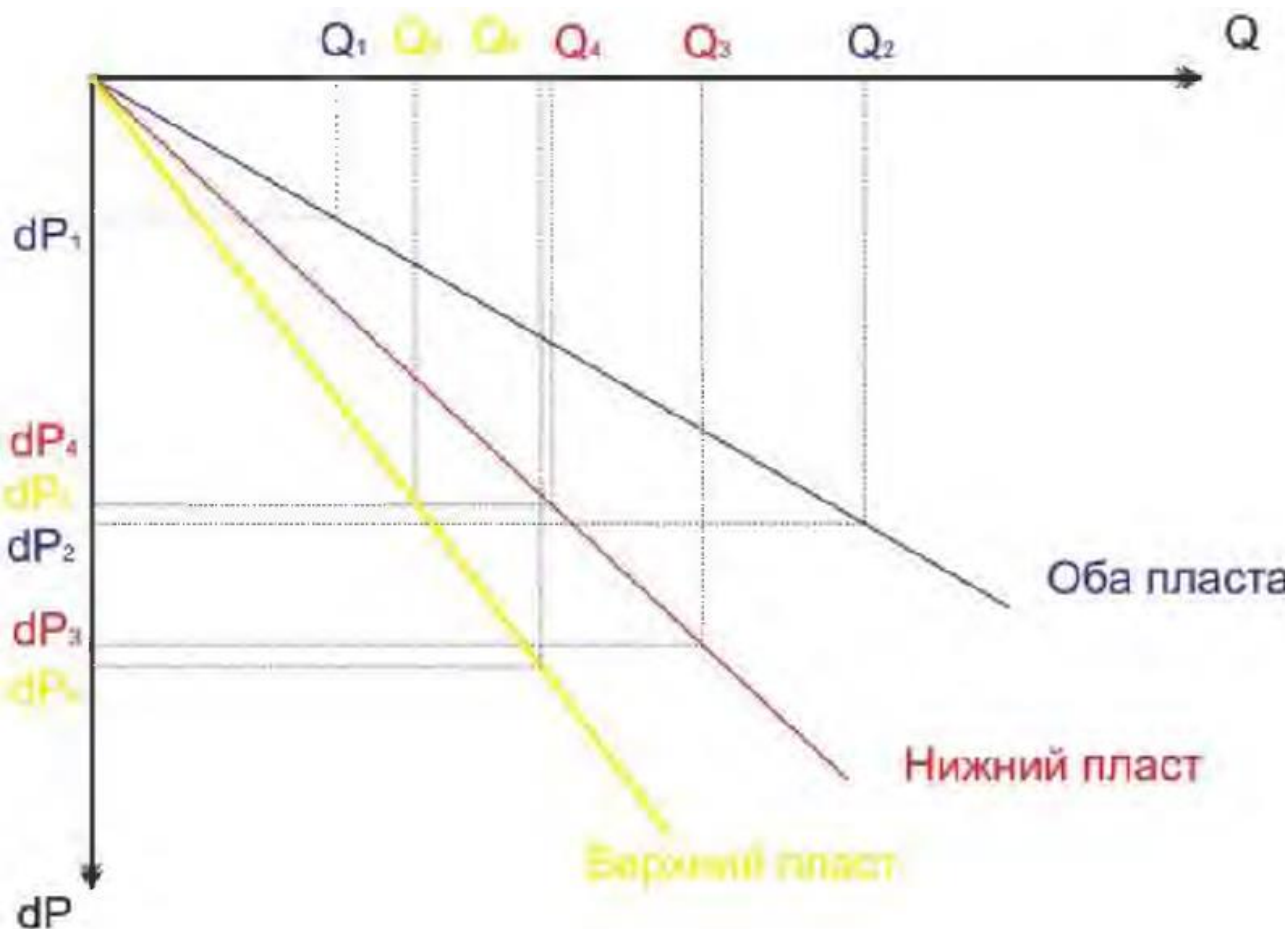


Рисунок 22 – Совмещённая индикаторная диаграмма

Исследования на неустановившихся режимах.

Исследования на неустановившихся режимах фильтрации предполагают раздельную регистрацию кривых восстановления давления для каждого из эксплуатируемых объектов. При регистрации КВД совместно работающих пластов без отсечения каждого из них кривые будут нести общую интегральную информацию о пластах. То есть после остановки скважины при открытых клапанах-регуляторах поле давления в системе пласт-скважина будет восстанавливаться одновременно в нескольких пластах, влияя на вид регистрируемых в скважине КВД, которые в разных точках ствола будут отличаться только на гидростатическую составляющую. Параметры, определенные по таким КВД, будут характеризовать всю систему, и выделить свойства каждого пласта в отдельности будет достаточно сложно. Кроме того, при открытом клапане-регуляторе верхнего пласта после остановки скважины на показания манометров будет влиять давление, создаваемое столбом жидкости,

находящейся в скважине. Герметизация с помощью клапанов-регуляторов исследуемых пластов сверху и снизу позволит исключить влияние ствола скважины и определить параметры каждого пласта в отдельности. При проведении исследований на неустановившихся режимах фильтрации можно определить такие фильтрационные характеристики пластов как проницаемость, гидропроводность, степень загрязнения призабойной зоны (скин-фактор), а также пластовое давление и модель пластовой фильтрационной системы, т.е. степень неоднородности пласта (границы, зоны трещиноватости и т.д.).

Технология проведения исследований на неустановившихся режимах при ОРЭ заключается в регистрации кривых восстановления давления поочередно в интервалах каждого из пластов при их отсечении с помощью клапанов-регуляторов. Данный вид исследований можно совместить с исследованиями на установившихся режимах фильтрации. Рассмотрим тот же случай, что и при описании исследований на установившихся режимах: скважина, вскрывшая два пласта, эксплуатируется с компоновкой ОРЭ имеющей отсекающие пакера и клапаны-регуляторы. При проведении исследований нижнего пласта на установившихся режимах (режим 3 и 4), верхний пласт не работает, верхний клапан-регулятор переведен в закрытое положение. С момента изоляции верхнего пласта в этом интервале давление начинает восстанавливаться. При этом происходит регистрация кривой восстановления давления (КВД) напротив верхнего пласта (рисунок 21). Влияния ствола скважины и нижнего работающего пласта при условии качественной герметизации клапанов-регуляторов на вид регистрируемой КВД происходить не будет. Таким образом, во время исследования нижнего пласта на установившихся режимах производятся исследования верхнего пласта на неустановившихся режимах фильтрации методом КВД. Время регистрации КВД, также, как и время исследований на каждом из установившихся режимов, определяется коллекторскими свойствами пласта. При этом надо понимать, что чем дольше производится регистрация КВД, тем большую зону вокруг скважины она характеризует.

Аналогично производятся исследования нижнего пласта. В период

исследования верхнего пласта на установившихся режимах (5, 6 режим) производится регистрация кривой восстановления давления напротив нижнего пласта (рисунок 21). При условии качественной герметизации клапана-регулятора влияния ствола скважины на вид КВД не будет.

Термодинамические исследования.

В основе метода лежит уравнение сохранения энергии Э.Б. Чекалюка [13]. Основным диагностическим признаком является изменение температуры после пуска скважины в работу, обусловленное проявлением баротермического (при нестационарной фильтрации пластовой жидкости) и дроссельного эффекта Джоуля-Томсона (при стационарной фильтрации). В начальные моменты времени после пуска скважины в работу в стволе скважины проявляется адиабатический эффект расширения (сжатия) и затем баротермический эффект разогрева дросселирующейся жидкости. В эти моменты эффектами калориметрического смешивания потоков из разных интервалов и теплообменными процессами с окружающими породами можно пренебречь. Степень проявления баротермического эффекта определяется скоростью фильтрации пластовой жидкости, т.е. по темпу изменения температуры напротив работающих пластов многопластового объекта определяются скорости фильтрации флюида в этих интервалах и, следовательно, дебиты отдельных пластов. Сводные термограммы, зарегистрированные приборами, установленными в интервалах пластов, позволяют определить интенсивность притока из каждого пласта в отдельности и количественный вклад в общую работу скважины. Результаты термодинамических исследований показывают, влияют ли потоки с разных пластов в стволе скважины друг на друга. Достоверно определяются работающие интервалы пластов и их эффективная толщина.

Обработка и интерпретация результатов исследований на неустановившихся режимах (методом КВД) производится с учетом работающей толщины исследуемых пластов. Замеренные и рассчитанные параметры по ИК и КВД обеспечивают уверенное определение параметров фильтрационной

системы, позволяющих в дальнейшем моделировать приток, оптимизировать способ добычи нефти, планировать и оценивать эффективность геолого-технологических мероприятий.

Важным фактом является то, что любая остановка скважины (даже не запланированная, по техническим причинам), а также отсечение любого пласта интерпретируется как термогидродинамическое исследование. Это позволяет в динамике отследить изменение фильтрационных характеристик каждого пласта, таких как: скин-фактор, проницаемость и др.

2.4.4 Интерпретация результатов термогидродинамических исследований многопластовых объектов.

Интерпретация при установившихся режимах фильтрации

При ГДИС на установившихся режимах фильтрации добиваются стабилизации забойного давления и дебита скважины на каждом режиме работы. Таких режимов должно быть не менее пяти прямого хода (когда депрессия увеличивается от режима к режиму) и не менее двух при обратном ходе (когда депрессию уменьшают). На практике часто ограничиваются тремя режимами прямого хода, считая четвертым режимом остановленную скважину. Однако, при этом нельзя построить индикаторную диаграмму, отражающую особенности работы системы пласт-скважина. Индикаторная диаграмма при добыче жидкости строится в координатах дебит-депрессия на пласт. При линейном характеру индикаторной диаграммы определяется коэффициент продуктивности.

Особенностью определения коэффициента продуктивности многопластового объекта является необходимость измерения притока пластового флюида отдельно по каждому из пластов. При разработке многопластового объекта одним фильтром скважины наиболее информативной является термометрия неподвижным прибором в интервале каждого из пластов. Недостатком такой технологии является необходимость выполнения большого числа лабораторных исследований флюида, чтобы учесть особенности индивидуальных термодинамических свойств пластового флюида.

Существенное упрощение при сохранении высокой информативности скважинных исследований достигается использование технологии исследований на установившихся режимах фильтрации с физическим разделением продуктивных пластов и измерение дебита пластового флюида на поверхности, учитывая отсутствие в настоящее время высокоточных и надежных скважинных расходомеров, с использованием схем ОРЭ. В этом случае к каждому из пластов многопластового объекта применима теория установившегося притока, глубоко и подробно разработанная советскими и зарубежными.

Интерпретация при неуставившихся режимах

Неуставившийся режим фильтрации пластового флюида определяется сменой режима работы скважины. При этом в случае остановки скважины регистрируют кривую восстановления давления (КВД), а при пуске скважины в работу – кривую стабилизации давления (КСД).

В нефтепромысловой практике при обработке КВД (КСД) используют упрощенное решение дифференциального уравнения пьезопроводности для точечного источника-стока в бесконечном пласте при мгновенном закрытии скважины, работавшей продолжительное время с постоянным дебитом. Метод обработки КВД, основанный на этом решении известен как метод И.А. Чарного или метод касательной.

Метод касательной для многопластового объекта при его эксплуатации единым фильтром не позволяет определить фильтрационные параметры дифференцированно для каждого пласта без знания точного значения их дебита. Погрешность определения гидропроводности, комплексного параметра и коэффициента продуктивности напрямую определяются погрешностью измерения дебита по пластам. На практике интерпретаторы выделяют несколько прямолинейных участков [14], проводят по ним касательные и трактуют их как фильтрационные параметры различных зон в окрестности ствола скважины. Очевидно, что такая трактовка ошибочна и решение этим методом описывает исключительно однородный пласт. Кроме того, этот метод можно использовать исключительно для случаев, когда скважина длительно работает скважины

обеспечила стационарную депрессионную воронку и установившийся режим фильтрации.

Методику обработки КВД И.А. Чарного можно использовать для случаев, когда отсутствует дополнительный приток в ствол скважины после ее остановки (для добывающих скважин с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, для нагнетательных скважин, в случае перекрытия скважины на забое), длительность работы скважины в установившемся режиме до остановки на исследования не изменялся в течение длительного времени (до 10 раз превышающего время регистрации КВД).

В случаях, когда длительность работы скважины до остановки соизмеримо со временем непосредственно исследований, такие КВД необходимо обрабатывать по методу Хорнера.

КВД в координатах Хорнера, так же, как и в методе И.А. Чарного имеет вид прямой линии и не учитывает после приток в ствол скважины, а также сжимаемость флюида. Так же, как и предыдущая, эта методика обработки не позволяет определить фильтрационные параметры каждого из пластов многопластового объекта, вскрытого общим фильтром скважины без точного определения дебита по пластам. Для определения проницаемости каждого из пластов по методу Хорнера предпочтительно использование технологии исследования с ОРЭ.

Многие исследователи: Ю.П. Борисов; И.А. Чарный; И.Д. Умрихин; Г.И. Баренблатт; Ю.П. Борисов; С.Г. Каменецкий; А.П. Крылов; Э.Б. Чекалюк и ряд других [15, 16], в своих работах указывают, что в зависимости от объемной доли ствола скважины, занятой свободным газом, а также от величины гидропроводности пласта, приток пластовой жидкости в ствол может продолжаться до нескольких часов. Иногда, для низкопроницаемых коллекторов, длительность притока соизмерима с длительностью регистрации КВД. В связи с этим ими предложен ряд методик обработки КВД, учитывающих переменный (затухающий) приток пластового флюида в ствол скважины.

В конце 50-х годов Ю.П. Борисов теоретически обосновал метод обработки КВД с учетом притока жидкости [17, 18], в основу которого положено решение М. Маскета для точечного стока в бесконечном пласте при переменном дебите.

Метод позволяет учесть послеприток пластового флюида после остановки скважины, однако очень чувствителен к погрешности определения затухающего дебита. Применительно к многопластовым объектам метод имеет ограничение с точки зрения невозможности определения доли участия каждого из пластов в темпе изменения давления на забое скважины (уровня в межтрубном пространстве). Метод применим при использовании оборудования ОРЭ, обеспечивающее изоляцию исследуемого пласта, однако при этом остается открытым вопрос о значении удельного веса нефти в исследуемом интервале, что также ограничивает применение метода для многоплановых объектов с изоляцией пластов.

Другим, широко известным методом обработки КВД с учетом послепритока пластового флюида в ствол скважины является интегральный метод Г.И. Баренблатта, Ю.П. Борисова, С.Г. Каменецкого, А.П. Крылова [19, 17, 20, 21], который обоснован математически и физически, поскольку основан на точном решении образных задач теории упругого режима и предусматривает вычисление интегралов от функции, которая представляй собой фактическую КВД. Метод устойчиво ведет себя к ошибкам измерения давления и расхода, поскольку численное вычисление интегралов осуществляется значительно точнее, чем численное вычисление производной функции КВД.

Несмотря на видимую сложность, этот метод достаточно прост и доступен промысловым исследователям, учитывая хорошую его алгоритмируемость. В большинстве отечественных программных продуктах метод реализован. К его достоинствам относится то, что он учитывает затухающий приток достаточно точно [22]. Однако, как и предыдущая применительно к многопластовым объектам метод имеет ограничение с точки зрения невозможности определения доли участия каждого из пластов в темпе изменения давления на забое скважины

(уровня в межтрубном пространстве). Метод применим при использовании оборудования ОРЭ с вышеуказанными ограничениями по неопределенности плотности пластового флюида в каждом из пластов многопластового объекта.

Представленные методики имеют теоретическое обоснование, широко апробированы в нефтепромысловой практике в течение более 50 лет и вполне применимы для широкого внедрения. Проблему обработки КВД с учетом притока можно было бы считать решенной, однако на практике выяснилось, что разные методы по-разному чувствительны к погрешности измерений дебита и давления. В частности, дифференциальные методы слабо чувствительны к погрешности регистрации начальных участков КВД, но в ряде случаев не пригодны для обработки конечных участков. Интегральные методы, наоборот, более чувствительны к погрешности на начальных участках кривых. В связи с этим остается открытым вопрос о предпочтительной методике.

Термодинамические исследования

Термодинамические исследования совместно с регистрацией давления при изменении режима работы скважины обеспечивают определение доли дебита, вносимого каждым из пластов многопластового объекта в общий дебит скважины, основываясь на анализе баротермического и дроссельного эффектов.

В основе методики обработки термограмм лежит известное уравнение сохранения энергии Э.Б. Чекалюка, которое можно в общем случае представить в виде:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right) + \frac{r_0 u_{i0}}{r_c} \left[\left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)_i + \xi_i \left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_i \right] = 0, \quad (15)$$

$$u = \gamma \frac{c_p}{c_{\Pi}} v, \quad (16)$$

где $\frac{\partial T}{\partial \tau}$ – темп изменения температуры напротив исследуемого пласта; $\frac{\partial T}{\partial r}$ – градиент температуры в пласте; $\frac{\partial P}{\partial r}$ – градиент давления в пласте; r_c – радиус скважины, ξ – коэффициент Джоуля-Томпсона; u – скорость конвективного переноса тепла в пористой среде; γ – объемный вес пластового флюида; v –

скорость фильтрации пластового флюида; C_p – теплоемкость системы при постоянном внешнем давлении; C_{Π} – теплоемкость пористой среды.

Из уравнения 15 и 16 получены зависимости для определения соотношения скоростей фильтрации i и $i+1$ пропластка:

$$v_i = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)}{\gamma \frac{C_p}{C_{\Pi}} \left(\varepsilon_p \cdot A + \varepsilon \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r}\right)}, \quad (17)$$

$$v_{i+1} = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}{\gamma \frac{C_p}{C_{\Pi}} \left(\varepsilon_p \cdot A + \varepsilon \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r}\right)}, \quad (18)$$

$$A = \left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_i = \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{l}{r}, \quad (19)$$

$$\left(\frac{\partial T}{\partial r}\right) = -\varepsilon \cdot A \frac{\sqrt{1+r^2}}{r}, \quad (20)$$

Где формула 19 и 20 для случая стационарной плоскокискорадальной фильтрации жидкости в многослойном пласте; ΔP – депрессия на пласт; R_k – радиус контура питания; r – радиальная координата.

Отношение скоростей фильтрации двух произвольных пластов многопластового объекта, получим:

$$\frac{v_i}{v_{i+1}} = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i}{\gamma \frac{C_p}{C_{\Pi}} \left(\varepsilon_p \cdot A + \varepsilon \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r}\right)} \cdot \frac{\gamma \frac{C_p}{C_{\Pi}} \left(\varepsilon_p \cdot A + \varepsilon \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r}\right)}{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}, \quad (21)$$

Отношение скоростей фильтрации:

$$m = \frac{v_i}{v_{i+1}} = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i}{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}, \quad (22)$$

Получим коэффициент, который пропорционален отношению темпов изменения температуры (производных температуры) напротив исследуемых интервалов в начальный период времени τ работы скважины (τ примерно равно 10 мин).

Темпы изменения температуры $\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)$ определяются графическим способом проведением касательных к графикам температуры в интервале времени от 0 до 5-10 минут (рисунок 23) или численным дифференцированием.

Определение дебита каждого пласта многопластового объекта на примере рисунка 23 осуществляется по следующей методике:

- интегральный дебит скважины определяется по результатам инструментальных замеров на устье скважины, по которому определяется линейная скорость потока в стволе скважины и v_0 в интервале ствола от кровли верхнего пласта до устья;
- по построенным термограммам трех термометров, зарегистрированных напротив трех продуктивных пластов, графическим способом определяются производные начальных участков m_1 для самого верхнего пласта, m_2 для среднего пласта и m_3 для нижнего пласта (методика справедлива в общем случае любого количества пластов многопластового объекта);

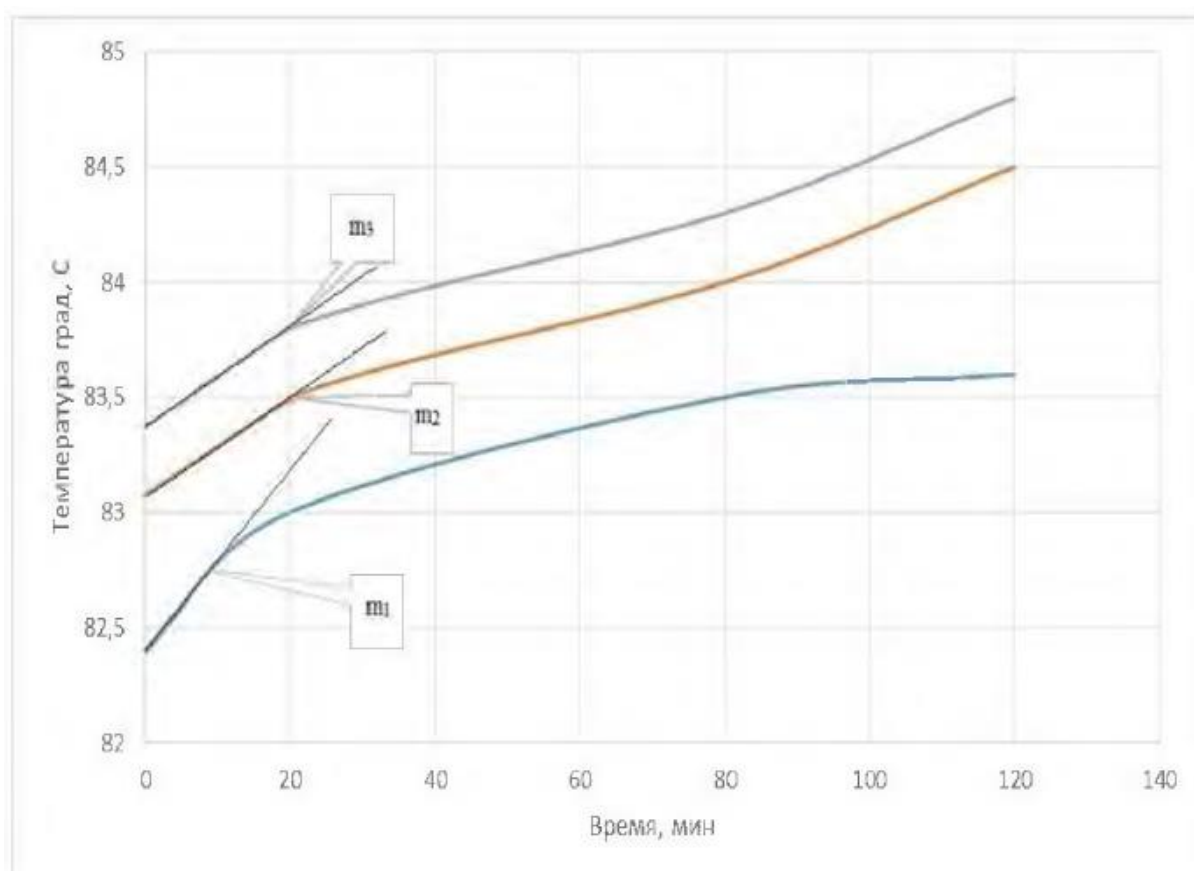


Рисунок 23 – Определение производных температуры по термограммам

- определяются отношения между верхним и средним пластами, а затем между средним и нижним пластом:

$$m_{1,2} \frac{m_1}{m_2}, \quad (23)$$

$$m_{2,3} \frac{m_2}{m_3}; \quad (24)$$

- вычисляются линейные скорости потоков каждого из продуктивных пластов по формулам:

$$v_1 = v_0 - v_2 = \frac{v_0}{1+m_{1,2}}, \quad (25)$$

$$v_2 = \frac{v_0}{1+m_{1,2}}; \quad (26)$$

- по линейным скоростям вычисляют гидропроводность и проницаемость каждого из продуктивных объектов по формулам:

$$k_i = \frac{v_i \mu_i}{\frac{\partial p}{\partial r_i}}, \quad (27)$$

$$\varepsilon = \frac{k_i h_i}{\mu_i}. \quad (28)$$

Представленная методика предназначена для использования при разработке многопластового объекта одним фильтром скважины.

При использовании предлагаемых компоновок ОРЭ предлагаемую методику целесообразно использовать в случае низкой чувствительности поверхностного средства измерения дебита.

3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1 Интеллектуализация скважины

Получение корректной информации о дебите, составе пластовой жидкости и газа является необходимой для решения ряда задач:

- 1) выбор режима работы скважины;
- 2) изучение состояния фонда скважин;
- 3) определения индивидуальных характеристик пластов.

Скважинная добыча из нескольких пластов является сложной системой. контролировать данную систему нереально без промысловых методов контроля. Оценить технические показатели и экономические показатели тоже невозможно.

Государственные стандарты устанавливают жесткие требования к скважинам, вскрывающие несколько пластов, такие как ежедневный контроль за пластами и возможность разобщения пластов.

Многие причины, такие как: нестабильный приток, низкодебитность пластов, погрешность приборов и т.д., не позволяют решить данную задачу.

Поэтому есть необходимость вводить «интеллектуальные» скважины. Данная технология позволяет проводить отдельные замеры индивидуальных характеристик пластов (состав продукции, гидродинамические показатели, обводненность и т.д.), регулировать параметры работы скважин.

Рассмотрим наиболее современные виды информационно-измерительных систем.

Автономные геофизические приборы установленные на якорь

Геофизический прибор спускается на якорь и работает несколько месяцев, после подъёма насосов с датчиков считывают информацию.

К преимуществам можно отнести надежность, повышенная чувствительность расходомера.

Данная технология не целесообразна, так как нет возможности получать информацию в режиме реального времени, а только после извлечения прибора.

Дистанционные геофизические приборы («Спрут»)

«Спрут» – аппаратно-программный комплекс включает:

- наземный блок – архив информации;
- САКМАР-5Д-ЭЦН – измеряет температуру, давление, влагосодержание флюида;
- телеметрию, который передаёт геофизическую информацию на поверхность и показатели электронасоса.

Данное оборудование спускается под ЭЦН напротив каждого пласта вместе или «гирляндой».



Рисунок 24 – Компоновка подземного оборудования с использованием «Спрут»

Данная технология позволяет проводить мониторинг в режиме реального времени, проводить гидродинамические исследования при отключенном электронасосе, дистанционно управлять оборудованием. Этот комплекс имеет высокую востребованность среди стран СНГ.

Технология Y-Tool

Данная технология позволяет спустить каротажные приборы без подъёма глубинного оборудования и позволяет вести мониторинг каждого пласта без остановки ЭЦН.

С помощью системы Y-Tool получают более полную картину работы пластов на разных режимах.

На рисунке 25 представлены основные компоненты системы.



Рисунок 25 – Компоновка системы Y-tool

Муфта позволяет быстро её заменить в случае повреждения без демонтажа другого оборудования. Переводник обеспечивает соединение Y-блока с НКТ.

Y-блок (или тройник) объединяет байпасную и выкидную линии, соединённые с насосом в нижней части, и переводник, соединённый с НКТ в верхней. Тройник оснащён специальным пазом для прокладки кабельных удлинителей и контрольных линий, защита которых обеспечивается дополнительными пластинами. Опционально может применяться Y-блок с отклонителем, который автоматически открывается при запуске ЭЦН. В этом случае отсутствует необходимость в использовании глухой пробки и обратного

клапана, а также эластомеров в зоне уплотнения. Переводник подвески насоса обеспечивает канал связи между Y-блоком и УЭЦН. Резьбовое соединение в нижней части должно соответствовать типу резьбы выкидного модуля ЭЦН.

Установка ЭЦН используется в том числе для создания необходимой депрессии на пласт. Все оборудование должно быть подобрано с учётом заданных параметров для выполнения комплекса исследований при различных дебитах ГЖС.

Геофизическая воронка устанавливается в нижней части байпасной линии и упрощает прохождение и извлечение геофизических приборов и дополнительного оборудования при использовании канатно-тросовой техники или колтюбинга. С целью снижения рисков при проведении внутрискважинных операций к геофизической воронке может дополнительно подвешиваться колонна труб для обеспечения прямого канала связи с хвостовиком.

Верхний ниппель применяется для установки обратного клапана выше Y-блока (тройника) или изолирующей муфты и обеспечивает возможность опрессовки НКТ или установки гидравлически активируемых пакеров.

Преимущества Y-Tool:

- возможность использовать один прибор в нескольких скважинах;
- увеличивает межремонтный период скважин;
- простота ремонта измерительного прибора.

К недостаткам можно отнести дороговизну системы из-за применения двух насосов, и ограничение по размерам приборов, которые спускают в скважину.

Оптоволоконная система измерительная система

Оптоволоконная технология – геофизическая система контроля, с использованием оптоволокну, за счет этого можно получать физические величины (температура, давление и колебания) в любой точке скважины.

Оптоволокно используется как регистратор величин и передатчиков информации.

3.2 Технология разобщения гидродинамически связанных пластов при совместной эксплуатации

Данная технология основывается на одновременно-раздельном нагнетании воды со взвешенными частицами, вследствие чего формируется зона с ухудшенными фильтрационными свойствами на границе пластов. Для этого в высокопроницаемый пласт начинают закачивать воду с содержанием взвешенных частиц, а в низкопроницаемый пласт прекращают закачку.

Применяют эту технологию в многопластовых залежах, которые содержат гидродинамически связанные пласты, значительно отличающиеся по ФЕС, а также неоднородные пласты с областями высокой проницаемости, которые находятся среди низкопроницаемых матриц.

Разработка таких месторождений осложняется межпластовыми перетоками (рисунок 26), следствием которых является низкий охват слабопроницаемых пластов. Рекомендуется применять эту технологию на завершающей стадии разработки.

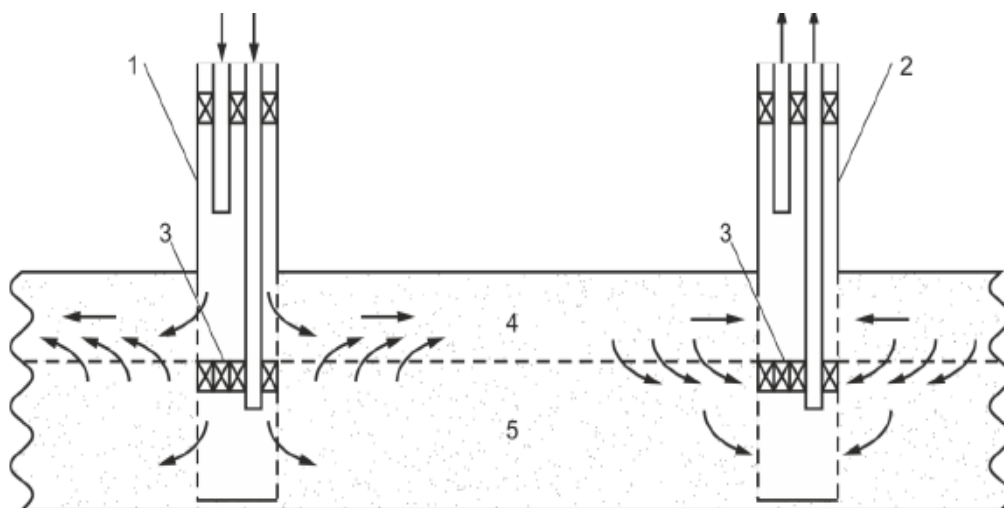


Рисунок 26 – Межпластовые перетоки

На первой стадии (рисунок 27) закачивается рабочий агент только в высокопроницаемый пласт. Добычу производят из обоих пластов. На данной стадии рабочий агент за счет созданного градиента давления фильтруется в направлении низкопроницаемого пласта и блокирует поровые каналы на границе.

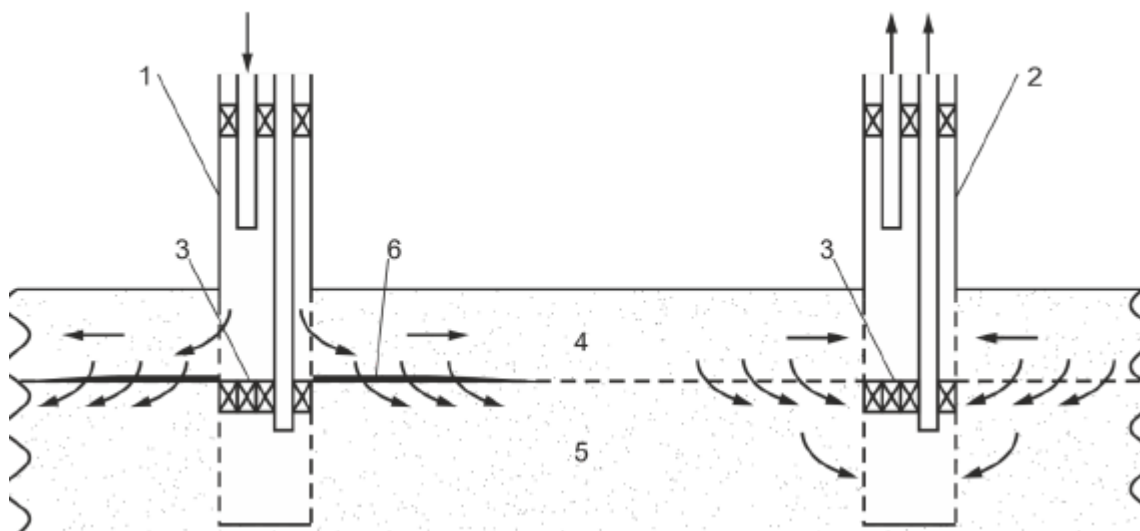


Рисунок 27 – Первая стадия технологии разобщения пластов

При удалении от скважин ОРЗ формирование зон разобщения будет замедляться. Время, необходимое для обеспечения изоляции зависит от нескольких факторов:

- способность взвешенных частиц блокировать поровые пространства;
- объемов нагнетания;
- площади контакта пластов и его геометрия.

Работы по изоляции можно считать завершенными можно считать момент прорыва воды к забою добывающих скважин.

На второй стадии закачивают воду в оба пласта, в высокопроницаемый пласт можно продолжить закачку агента, если это не приводит к осложнениям.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Печерскому Марку Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки стоимости ремонта скважин, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение ремонтных работ согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета проводимых исследований</i>	Расчет сметы затрат
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности одновременно-раздельной заправки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Печерский Марк Сергеевич		29.02.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Затраты на внедрение одновременно-раздельной закачки и добычи (ОРЗиД) группируют по следующим статьям:

- строительно-монтажные работы;
- крепление, испытание;
- основные материалы;
- зарплата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- транспортные расходы;
- прочие услуги вспомогательных цехов;
- накладные расходы.

Затраты на строительно-монтажные работы, связанные с установкой станка-качалки. Расчет проводится по формуле:

$$T = (0,18 \cdot T_{пч}) / N_{бр}, \quad (29)$$

где $T_{пч}$ – трудоемкость строительно-монтажных работ;

$N_{бр}$ – численный состав монтажной бригады;

$$T_1 = \frac{(0,18 \cdot 92)}{12} = 3,87 \text{ сут.}$$

Крепление: $T_2 = 3$ (сут).

Испытание: $T_3 = 2$ (сут).

$$T = T_1 + T_2 + T_3 = 8,87 \text{ сут.}$$

Затраты определяются по формуле:

$$C_m = T \cdot (З + З_i)$$

где $З$ – сдельная суточная расценка бригады, руб.;

$З_i$ – расценка суточных затрат, связанных с проведением монтажных работ, руб.

$$C_m = 8,87 \cdot (12\,865 + 12\,031) = 220\,828 \text{ руб.}$$

Смета является основным документом, определяющим величину затрат на проведение внедрения технологии ОРЭ и служит основой расчета заказчикам. Смета затрат включает следующие статьи затрат.

При внедрении УОРЭ и ДЗ используются материалы:

- Насос 25-175-ТНМ-14-4-2-2 предназначен для подъема жидкости из нефтяных скважин;
- Пакер М1-Х5 предназначен для разобщения пластов и изоляции эксплуатационной колонны от воздействия среды в процессе эксплуатации нефтяных и нагнетательных скважин, а также при проведении ремонтных работ;
- Станция СУ СКАД 12-02-00-0 Р0-00-0 представляет собой пылебрызгозащищенный, вандалоустойчивый, 2-х секционный металлический шкаф, с отдельным доступом и антикоррозионным покрытием. Габариты станции: 720х1270х275 мм.

Система телеметрии фотон применяется в составе УЭЦН для измерения и регистрации данных погружных датчиков по следующим параметрам (базовое исполнение): давление пластовой жидкости на приеме насоса, температура пластовой жидкости на приеме насоса, температура статорных обмоток погружного электродвигателя (ПЭД), осевая вибрация ПЭД, радиальная вибрация ПЭД, сопротивление изоляции системы «0»ТМПН, погружной кабель - «0»ПЭД.

Трубы НКТ 60х5 служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин.

Определяем стоимость основных материалов по формуле:

$$C_m = C_m \cdot N_p, \quad (30)$$

где C_m - стоимость основных материалов, руб.;

C_m - цена единицы материала, руб.;

N_p - норма расхода материала, тонн.

Расчет требуемого оборудования для обустройства скважины представлены в таблице 6 согласно формуле 30.

Таблица 6 - Оборудование для обустройства скважины

Наименование оборудования	Количество	Единица измерения	Цена единицы, руб.	Сумма, руб.
Насос 25-175-тнм-14-4-2-2	1	шт	37 009	37 009
Пакер М1-Х5	1	шт	154 074	154 075
Станция СУ СКАД 12-02-00-0 Р0-00-0	1	шт	240 656	240 656
Комплект оборудования для ОРЭ	1	шт	23 798	23 798
Система телеметрии фотон	1	шт	292 960	292 960
СК 8-3.5-4000	1	шт	450 000	45 000
Трубы НКТ 48х5	697	пт	570	397 544
Трубы НКТ 60х5	641	пм	580	371 890
Итого	-	-	-	1 562 932

Затраты на соль-вода:

$$C_{м2} = 301 \cdot 32 = 9\,632 \text{ руб.}$$

Затраты на нефть:

$$C_{м2} = 245 \cdot 67,4 = 16\,513 \text{ руб.}$$

Общие затраты на материалы:

$$C_m = C_{м1} + C_{м2} + C_{м3} = 1\,589\,077 \text{ руб.}$$

Расчет зарплаты производственных рабочих

$$З_{п} = T \cdot N_{вр} \quad (31)$$

где T – тарифная ставка вахты, руб.;

$N_{вр}$ – продолжительность работ, ч.

- оператор 4 разряда: $З_{п1} = 70,16 \cdot 8,87 \cdot 24 = 14\,936 \text{ руб.}$

- оператор 5 разряда: $З_{п2} = 78,25 \cdot 8,87 \cdot 24 = 16\,658 \text{ руб.}$

- машинист 6 разряда: $З_{п3} = 137,59 \cdot 8,87 \cdot 24 = 29\,290 \text{ руб.}$

Общая заработная плата составит

$$З_{об} = З_{п1} + З_{п2} + З_{п3} = 60\,884 \text{ руб.} \quad (32)$$

Отчисления на социальные нужды определяются размером социальных отчислений по установленным законодательно нормативам отчисления в

пенсионный фонд, социального и медицинского страхования (оператор ДНГ относится к 3 классу профессионального риска и к 1-2 степени вредности). Отчисления на социальные нужды измеряются в руб., определяются по формуле:

$$З_{\text{сн}} = З_{\text{об}} \cdot Н_1 / 100, \quad (33)$$

где $З_{\text{об}}$ – общая заработная плата производственных рабочих, руб.;

$Н_1$ – нормативные отчисления на социальные нужды, %.

$$З_{\text{сн}} = 608844 \cdot \frac{30 + 4,4}{100} = 20\,944 \text{ руб.}$$

Расчет транспортных расходов производится исходя из стоимости одного часа работы транспорта и продолжительности работ:

$$З_{\text{т}} = С_{1\text{ч}} \cdot Н_{\text{вр}} \quad (34)$$

где $С_{1\text{ч}}$ – стоимость 1 часа, руб.;

$Н_{\text{вр}}$ – норма выработки, ч.

Расходы на штанговоз: $З_{\text{т1}} = 654 \cdot 5 = 1565 \text{ руб.}$

Расходы на агрегат ЦА -320: $З_{\text{т2}} = 844 \cdot 17,5 = 6151 \text{ руб.}$

Расходы на АЗА: $З_{\text{т3}} = 725 \cdot 1,5 = 636 \text{ руб.}$

Расходы на трактор К-700: $З_{\text{т4}} = 723 \cdot 4,17 = 1770 \text{ руб.}$

Расходы на подъемник УПА-60: $З_{\text{т5}} = 815 \cdot 169,5 = 70\,173 \text{ руб.}$

Расходы на использование ПКС: $З_{\text{т6}} = 514 \cdot 5,5 = 2\,827 \text{ руб.}$

Общие транспортные расходы:

$$З_{\text{тоб}} = З_{\text{т1}} + З_{\text{т2}} + З_{\text{т3}} + З_{\text{т4}} + З_{\text{т5}} + З_{\text{т6}} \quad (35)$$

$$З_{\text{тоб}} = 1\,565 + 6\,151 + 636 + 1\,770 + 70\,173 + 2\,827 = 83\,122 \text{ руб.}$$

Затраты на прочие услуги вспомогательных цехов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Услуги вспомогательных цехов

Наименование работ	Сумма, руб
Затраты ЦДНГ (перед внедрением ОРЭ)	20 000
Затраты ЦНИПР (исследование верхнего и нижнего пласта, снятие динамограмм, обводненность продукции)	40 000
Затраты ПРЦГНО	160 000
Итого	220 000

Накладные расходы образуются в связи с организацией, обслуживанием производства и управления им (общепроизводственные и общехозяйственные расходы). Общепроизводственные расходы – это расходы на обслуживание и управления производством. Общехозяйственные расходы – это расходы непроизводственного назначения, связаны с функцией руководства, управления, которые осуществляются в рамках предприятия. Накладные расходы определяются по формуле

$$З_{н.р.} = З_о \cdot Н_{н.р.}/100\%, \quad (36)$$

где $Н_{н.р.}$ - норма накладных расходов, %;

$З_о$ – основные затраты, руб.

Основные (прямые) затраты, непосредственно связанные с выполнением технологических операций по производству продукции (основные материалы, зарплата, транспорт). Основные (прямые) затраты определяются по формуле

$$З_о = С_{м.общ.} + З_{п. общ} + З_{есн} + З_{т.общ} + З_p + З_{в.п.}, \quad (37)$$

$$З_о = 1\,589\,077 + 60\,884 + 20\,944 + 83\,122 = 1\,753\,987 \text{ руб.}$$

$$З_{н.р.} = 1\,753\,987 \cdot 37/100 = 648\,975 \text{ руб.}$$

На основании произведенных расчетов составлена смета на внедрение ОРЭ.

Таблица 8 – Смета затрат на внедрение одновременно-раздельной эксплуатации

Статьи затрат	Сумма, руб.
Строительно-монтажные работы; крепление, испытание	220 828
Основные материалы	1 589 077
Зарплата производственных рабочих	60844
Отчисления на социальные нужды	20944
Транспортные расходы	83 122
Прочие услуги вспомогательных цехов	220 000
Накладные расходы	648975
Итого	2 843 790
Плановые накопления, 20%	568758
Резерв, 3%	85 313,7
Итого	3 497 861,7
НДС	699572,34
Итого с НДС	4 197 434,04

Эксплуатационные расходы на установку УОРЭ ДЗ в год составляют 385 т.р. Итого затраты на технологию ОРДиЗ в течение года по скважине 7527 составит 4 582 434,04руб.

Эффективность внедрения установки одновременно-раздельной эксплуатации добыча закачка УОРЭ ДЗ заключается в получении дополнительной добычи. Дополнительная добыча за 365 дней, полученная за счёт внедрения установки УОРЭ ДЗ определяется по формуле:

$$\Delta Q = 365 \cdot (Q_2 - Q_1) \cdot K_{\text{Э}}, \quad (38)$$

где 365 – число дней в году;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации;

Q_2 – среднесуточный дебит данной скважины после проведения мероприятия, т/сут;

Q_1 – среднесуточный дебит данной скважины до проведения мероприятия, т/сут;

После внедрения установки, дополнительная добыча составила:

$$\Delta Q = 365 \cdot (4,5-0) \cdot 0,97 = 1\,593 \text{ т.}$$

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что технология ОРДиЗ на примере скважины № 21243 показала свою технологическую эффективность и рекомендуется для дальнейшего внедрения на скважинах месторождения Р.

Расчет экономической эффективности производится в соответствии с ТУ 3665-00147587-2007 («Руководящий документ по эксплуатации распространяется на установку для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов, совмещающую добычу с заводнением» УОРЭ ДЗ-146).

Для проведения расчета составляется таблица исходных данных, представленная в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета эффективности внедрения установки одновременно-раздельной добычи и закачки

Показатели	Единица измерения	До мероприятия	После проведения мероприятия
------------	-------------------	----------------	------------------------------

Продолжение таблицы 9

Добыча нефти, в т.ч. дополнительная добыча за счет мероприятия	тонн	4 023 407	4 025 000
Себестоимость добычи 1 т нефти в т. ч. условно-переменных затрат	руб./т. руб./т.	3 595 1 453	-
Затраты на мероприятия	руб.	-	4 582 434,04
Оптовая цена на нефть	руб.	7 050	7 050

Выручка от реализации дополнительной добычи нефти составит:

$$\Delta P_T = \Delta Q \cdot \Delta C_t, \quad (39)$$

где Q – объём добычи нефти, т.;

C_t – оптовая цена на 1 т. нефти

$$\Delta P_T = 1593 \cdot 7050 = 11\,230\,650 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат включает эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти и затраты на проведение мероприятия

$$\Delta Z_T = \Delta Z + Z' \quad (40)$$

где ΔZ – эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, руб.;

Z' – затраты на проведение мероприятия

Размер дополнительных эксплуатационных затрат определяется произведением суммы условно-переменных статей калькуляции себестоимости одной тонны нефти на дополнительный годовой объём добычи нефти.

К условно-переменным затратам относятся те статьи калькуляции себестоимости, затраты по которым прямо зависят от количества добытой нефти. Этими статьями являются:

- 1) Расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти;
- 2) Расходы по искусственному воздействию на пласт;
- 3) Расходы по сбору и транспорту нефти;
- 4) Расходы по технологической подготовке нефти;
- 5) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования.

Каждая из перечисленных выше статей является комплексной, т.е. состоит из нескольких элементов затрат, часть из которых с ростом добычи нефти не

изменяется. Поэтому, при подсчете дополнительных затрат, применяют коэффициент - 0,6 и сумму дополнительных затрат вычисляются по формуле:

$$\Delta Z = (№1+№2+№3+№4+№5) \cdot Q \cdot 0,6, \text{ руб.} \quad (41)$$

где №1+№2+№3+№4+№5 – сумма условно-переменных статей калькуляции себестоимости 1 т. нефти до внедрения мероприятия, (руб.);

ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

0,6 – коэффициент, учитывающий, что каждая из перечисленных статей возрастает не прямо пропорционально возросшей годовой добыче нефти.

$$\Delta Z = (105,9 + 530,95 + 155,35 + 48,53 + 612,15) \cdot 1593 \cdot 0,6 = 1\,388\,668 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_T = 1\,388\,668 + 4\,582\,434,04 = 5\,971\,102 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти без использования мероприятия рассчитывается:

$$Z_{T1} = Q_o \cdot C_1, \quad (42)$$

где Q_o – объем добытой нефти до мероприятия, т.

C_1 – себестоимость 1 т. нефти, добытой до мероприятия, руб.

$$Z_{T1} = 4\,023\,407 \cdot 3\,595 = 14\,463\,061\,845 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти с использованием мероприятия рассчитывается:

$$Z_{T2} = Z_{T1} + \Delta Z_T, \quad (43)$$

$$Z_{T2} = 14\,463\,061\,845 + 5\,971\,102 = 14\,469\,032\,947 \text{ руб.}$$

Отсюда себестоимость добычи 1 т. нефти, добытой с использованием мероприятия, составит:

$$C_2 = Z_{T2} / Q_2 \quad (44)$$

$$C_2 = 14\,469\,032\,947 / 4\,025\,000 = 3\,594,8 \text{ руб./т.}$$

При оценке экономической эффективности применения технологических процессов, обеспечивающих прирост добычи нефти экономический эффект представляет собой прибыль, оставшуюся в распоряжении предприятия. Прирост балансовой прибыли от дополнительной добычи нефти рассчитывается по формуле:

$$\Delta\P = (\Pi - C_2) \cdot Q_2 - (\Pi - C_1) \cdot Q_0, \quad (45)$$

$$\Delta\P = (7\,050 - 3\,594,8) \cdot 4\,025\,000 - (7\,050 - 3\,595) \cdot 4\,023\,407 = 6\,308\,815 \text{ руб.}$$

Налоги и выплаты от прибыли рассчитываются по формуле:

$$H = \Delta\P \cdot 20/100 \quad (46)$$

где 20% - ставка налога на прибыль.

$$H = 6\,308\,815 \cdot 20/100 = 1\,261\,763 \text{ руб.}$$

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, рассчитывается:

$$\Pi = \Delta\P - H, \text{ руб.} \quad (47)$$

$$\Pi = 6\,308\,815 - 1\,261\,763 = 5\,047\,052 \text{ руб.}$$

Таблица 10 - Сравнительная таблица технико-экономических показателей

Показатели	Единица измерения	База сравнения	Новая технология
Годовая добыча нефти предприятия, в т.ч. дополнительная добыча за счет внедрения ОРЭ на скважине № А.	тонн	4023407	4025000
Затраты на обустройство скважины	руб.	-	4 582 434,04
Себестоимость добычи одной тонны нефти	руб.	3595	3594,8
Прирост балансовой прибыли	руб.	-	6 308 815
Налог на прибыль	руб.	-	1 261 763
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия	руб.	-	5 047 052

На рассмотренной скважине № 21243 месторождения Р. в результате внедрения установки УОРЭ ДЗ была получена дополнительная добыча нефти в размере 1 593 тонн в год.

Оптовая цена на одну тонну нефти 7 050 руб., себестоимость 3 594,8 руб., значит с каждой тонны прибыль примерно 3455,2 руб.

В конечном счете, после реализации дополнительной добытой нефти предприятие получило дополнительную прибыль в размере 5 047 052 руб. Таким образом, применение установки УОРЭ-ДЗ на скважине №21243 месторождения Р. является технологически и экономически целесообразным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Печерскому Марку Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является скважина, оборудованная установкой для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов. При обслуживании и эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы». ГОСТ12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ);
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности: 1.1 Вредные факторы: - климатические условия; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещённость рабочей зоны; - повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны;

	<p>- повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными.</p> <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - оборудование, работающее под давлением; - взрывоопасность и пожароопасность; - повышенный уровень статического электричества (электробезопасность).
3. Экологическая безопасность:	<p>Обслуживание и эксплуатация оборудования для ОРЭ сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - повреждением почвенно-растительного покрова; - уничтожением лесных массивов
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть в результате аварии с повреждением подземного и надземного оборудования, аварии с разливом нефти и нефтепродуктов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Печерский Марк Сергеевич		29.02.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы рассматривается рабочее место оператора по добыче нефти и газа (оператор ДНГ), расположенное в полевых условиях. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, включающих производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального, иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями.

Выделяют два типа вахт:

- 1) вахты первого типа (ближние) предполагают перемещения в пределах одной природно-климатической зоны в границах одного-двухчасовых поясов. Вахтовые бригады, проживающие в базовых поселках районов, доставляются наземным и воздушным транспортом к промышленным объектам, где они отработывают 8÷12 часовую смену и возвращаются обратно на отдых;
- 2) вахты второго типа (экспедиционные) связаны с челночными перемещениями бригад специалистов из других районов страны (до 3 тыс. км и более).

Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12÷30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха.

Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных.

Оператор должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе, установленных для субъекта Российской Федерации. На объектах нефтедобычи запрещено суточное нахождение операторов по добыче нефти и газа на рабочих местах.

Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

Оборудование и оснащение рабочего места, на котором находится оператор, должно быть безопасным, обеспечивать охрану здоровья и способствовать работоспособности персонала.

Работники опасных производственных объектов должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами. Специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам нефтяной и газовой промышленности в установленном порядке. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

5.2 Производственная безопасность

Основные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при использовании установки для одновременно-раздельной эксплуатации

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Физические		
Эксплуатация скважины, оборудованной установкой ОРЭ	Отклонение показателей микроклимата на отрытом воздухе, рабочей зоны	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 [24] ГОСТ 12.1.004-91 [25] ГОСТ 12.2.003-91 [26] СанПиН 2.2.4.548- 96 [27] СНиП 2.04.05.86 [28]
	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ [29] ГОСТ 12.1.003– 2014[30] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [31]

Продолжение таблицы 11

	Превышение уровней вибрации	Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	НПБ 105-03 [32] ППБ 01-2003 [33] СНиП 21-01-02-85 [34] ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [35] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [36]
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	Электробезопасность	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [37] СП 52.13330.2011 [38] ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [29]
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [39]
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [40]

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации скважины, оборудовано установкой для ОРЭ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

5.3.1 Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры

окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ.

Работа оператора ДНГ относится к категории работ Пб. Микроклиматические условия для данной категории работ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233÷290)	17÷19	16÷20	60÷40	0,2
Теплый	Пб (233÷290)	19÷21	18÷22	60÷40	0,2

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

В жаркую погоду для перерывов работники обеспечиваются коллективными средствами защиты (укрытия от солнечной радиации) –

стационарными (передвижные вагончики, тенты) и временными (навесы, зонты, пологи). В зависимости от места производства работ могут использоваться тенеобразующие объекты – сооружения, лесополосы, природно-ландшафтные объекты.

5.3.2 Превышение уровня шума

Шум вредно отражается на здоровье и работоспособности, поражая в первую очередь центральную нервную и сердечно-сосудистые системы человека, затем органы слуха и внутренние органы.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

Защиту обслуживающего персонала от воздействия шума осуществляют следующими способами:

- удалением источника шума на расстояние, при котором уровень звукового давления не превышает допустимых норм;
- изоляцией источника вибраций и шума;
- применением специальных диффузоров и глушителей.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Индивидуальная защита работающих от шума обеспечивается применением рациональных средств индивидуальной защиты, средств защиты органов слуха. К средствам индивидуальной защиты относятся противошумы. Независимо от конструкции противошумы ослабляют акустическую энергию, передаваемую внутреннему уху. По конструкции противошумы подразделяются на вкладыши, наушники, шлемофоны.

5.3.3 Превышение уровня вибраций

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;

- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

5.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение. Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

5.3.5 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При нарушении герметичности запорной арматуры, трубопроводов происходят утечки газа, конденсата, нефти. Основной задачей оперативного персонала является своевременное обнаружение места порыва и принятие незамедлительных мер по локализации и отключению поврежденных участков.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м³;
- Конденсат - легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³.

- ПДК сероводорода в присутствии углеводородов (C_1-C_5) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов (УВ), тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. Первыми признаками отравления парообразными УВ является недомогание и головокружение. Летальный исход может наступить от паралича дыхания при явлениях нарастающей сердечной слабости. УВ могут привести к хроническим отравлениям.

Бензины, бензолы, являясь сильными растворителями, попадая на кожу, обезжиривают ее покров; при частом повторении это может привести к кожным заболеваниям (сухость кожи, появление трещин, раздражений). Особенно опасно попадание нефтепродуктов на слизистые оболочки рта, глаз.

При соблюдении санитарной профилактики никаких кожных заболеваний при обращении с нефтепродуктами не наблюдается.

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м^3 , бензина (в виде паров) – 100 мг/м^3 , керосина (в виде паров) 300 мг/м^3 .

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливают костюмы мужские по ГОСТ 12.4.111-82 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» и костюмы женские по ГОСТ 12.4.112-82 «ССБТ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» двух типов.

Костюмы типа А предназначены для защиты от нефтепродуктов, костюмы типа Б – для защиты от сырой нефти, продуктов легких и тяжелых фракций нефти, масел и жиров. Костюмы типа А целиком изготавливают из тканевых материалов, костюмы типа Б – из тканевых материалов и материалов с пленочным покрытием.

5.3.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

На месторождениях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от их нападения и укусов: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации газораспределительной станции, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

5.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Движущиеся части производственного оборудования, которые являются потенциальными источниками травм, необходимо ограждать или располагать так, чтобы

исключить возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы.

Применяемые на производстве средства защиты по принципу действия можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием, специальные.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

5.4.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Безопасность работы сосудов под давлением. К взрыву могут привести также нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;
- ошибки обслуживающего персонала.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;

- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т.д.).

5.4.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационнотехнические мероприятия.

Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и

верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара.

Таблица 13 – Пределы взрываемости определенных веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	от 0,76 до 1,48	от 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите. Для определения автоматической системой подачи сигнала наличия в производственных помещениях (компрессорных, насосных и др.) взрывоопасных газов и паров применяют сигнализаторы СВК-3М1, СГП1ХЛ4 и др.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются:

- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат)
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- самовозгорание горючих веществ.

Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций при отклонении предельно допустимых параметров во всех режимах работы, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

5.4.4 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов, протекающих через его тело при нормальном (неаварийном) и аварийном режимах работы электроустановок.

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током:

- монтаж и ремонт электроустановок под напряжением;
- поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей;
- случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением;
- неисправность или отказ средств индивидуальной защиты.

К СИЗ от поражения электрическим током относят:

- **Заземление.** Защитное заземление применяется в трехфазных трехпроводных сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и выше 1000 В с любым режимом нейтрали. В качестве искусственных элементов заземлителя используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на $1,2 \div 1,5$ м.

- **Зануление.** Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом.

Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие штанги, коврики, подставки и др.). По своему назначению они делятся на основные и дополнительные. К основным защитным средствам в электроустановках напряжением до 1000 В относятся: диэлектрические резиновые перчатки, монтерский инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения до 1000 В. В электроустановках напряжением выше 1000 В применяются: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения выше 1000 В.

К дополнительным защитным средствам в электроустановках, работающих под напряжением до 1000 В, относятся: диэлектрические галоши, коврики, подставки, а в электроустановках напряжением свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты, коврики, основания.

5.5 Экологическая безопасность

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004.

В таблице 14 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 14 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для одновременно-раздельной эксплуатации

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
-------------------	---------------------	-----------------------------

Продолжение таблицы 14

Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин; выделение отработанных газов транспортными средствами	Поддержание в исправности оборудование, своевременное проведение ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений
Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственным и отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

Чтобы уменьшить и предупредить влияние вредного антропогенного фактора необходимо выполнить следующее: провести инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомить его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой

человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации при обслуживании скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть:

- при авариях с повреждением подземного и надземного оборудования, сооружений, конструкций;
- при авариях с разливом нефти и нефтепродуктов;
- при возникновении пожара, взрыва на территории, прилегающей к скважине (на кустовой площадке).

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;
- своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала;

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, снижения их возможных последствий на основных объектах месторождения выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

Кустовая площадка должна быть оснащена средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарём.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть

организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Организационно-технические мероприятия предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

Различные аварии и несчастные случаи часто происходят вследствие незнания ими производственных инструкций, норм и правил по охране труда и промышленной безопасности, поэтому необходимо проведение вводных, первичных, повторных, внеплановых и целевых инструктажей по охране труда.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины одновременно-раздельной эксплуатации

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	4	5
Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование боновых заграждений, дамб

Продолжение таблицы 15

Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения
----------------	---	---	---

Вывод по разделу

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий. На данный момент все больше вводится скважин ОРЭ, знать основы безопасности и рекомендации по эксплуатации этих скважин является необходимым для операторов ДНГ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одновременно-раздельная эксплуатация наиболее эффективна для применения на многопластовых месторождениях.

С экономической точки зрения ОРЭ наиболее рентабельный вариант разработки многопластовых объектов, за счет приобщения дополнительных нефтеносных горизонтов.

При разработке с использованием технологии ОРЭ сроки достижения КИН сокращаются, коэффициент охвата повышается.

Применения технологии ОРЭ позволяют разобщать гидродинамически связанные пласты, значительно упрощая процесс разработки.

Обоснована оптимальная технология проведения исследования индивидуальных характеристик пластов.

Исследование продуктивных характеристик на основе термометрии является наиболее информативным. А сочетания ГДИС и термометрии является наиболее приемлемой для определения дебита.

Обоснованы технологии усовершенствования процесса разработки.

.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Демидов, А.В. Разработка трудноизвлекаемых запасов углеводородов: подходы к эксплуатации двух пластов, связанных по вертикали проницаемым пропластком / А.В. Демидов, П.В. Пятибратов // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – №6.
2. Закиров, С.Н. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе / С.Н. Закиров, И.В. Рощина, И.М. Индрупский, А.А. Рощин. – М.: Издательско-полиграфическая компания ООО «Контент-пресс», 2011.– 248с.
3. Способ разработки неоднородных по проницаемости нефтяных пластов: пат. Патент 2214506 Рос. Федерация / Корнильцев Ю.А., Волков Ю.А.; заявитель и патентообладатель Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений.
4. Gomes, J.S. Carbonate reservoir rock typing – the link between geology and SCAL / J.S. Gomes, M.T Ribeiro, C.J. Strohmenger, S. Negahban, M.Z. Kalam // SPE 118284. – 2008.
5. Muggeridge, A. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits / A. Muggeridge, A. Cockin, K. Webb, et al. – Phil. Trans.: The Royal Society. – 2013.
6. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежи нефти геофизическими методами. М., «Недра», 1977. - 239 с.
7. Руководящий документ (РД 153-39.0-109-01) Методические указания «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». -М.: 111111 «Типография «Наука», 2002. - 75 с.
8. Harris M.H. The Effect of Perforating on Well Productivity. -IPT. Apr., 1966.
9. Федоров В.Н., Мешков В.М. Термодинамические признаки работающей длины ствола горизонтальной скважины //Нефть и газ:проблемы недропользования, добычи и транспортировки: тез. докл. науч.-техн. конф., посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко, г. Тюмень, 25-26 сентября 2002. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. С. 77.

10. Федоров В.Н., Мешков В.М., Нестеренко М.Г. Методическое руководство по определению работающих интервалов горизонтальных скважин с использованием «гирлянды» автономных приборов и эжекторного многофункционального. Руководящий документ РД 5753490-038-2003. Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2003. - 27 с.
11. Лушпеев В.А. Разработка и исследование термогидродинамических методов оценки фильтрационных свойств многопластовых объектов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень 2007г.
12. Федоров В.Н., Лушпеев В.А. Определение продуцирующих интервалов многопластовых объектов нефтегазовых месторождений при нестационарных режимах фильтрации. // Сборник тезисов VI конгресса нефтегазопромышленников России. - г.Уфа: Изд-во НПФ Геофизика 2005. С. 39-40.
13. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. -М.:Недра, 1965. - 238 с.
14. Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта. М.: Недра, 1974. - 232 с.
15. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1986, - 221 с.
16. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974. - 224 с.
17. Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости. /Труды ВНИИ, вып. XIX, Гостоптехиздат, 1959. С. 79-81.
18. Борисов Ю.П., Курбанов А.К., Пилатовский В.П., Розенберг М.Д. Развитие нефтяной подземной гидродинамики в связи с решением проблем разработки нефтяных месторождений /Рациональная разработка нефтяных месторождений в Советском Союзе //Труды ВНИИ, вып. LIII. - М.: Изд-во Недра, 1970. С. 131-137.
19. Баренблатт Г. И., Максимов В. А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтеносного пласта по данным нестационарного притока жидкости к скважинам //Изв. АН СССР, ОТН. 1958. № 7.

20. Каменецкий С.Г. Нефтепромысловые исследования скважин. - М.: Недра, 1971. - 280 с.
21. Крылов А.П., М.М. Глаговский и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. - Москва - Ленинград, Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948. - 416 с.
22. Баренблатт Г.И., Битов В.М.: Рыжик Б.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: Недра, 1972. - 181 с.
23. Патент №2290507 РФ, Е21В 47/10. Способ определения фильтрационных параметров сложнопостроенных коллекторов и многопластовых объектов // Федоров В.Н., Нестеренко М.Е., Клюкин С.С., Мешков В.М., Лушпеев В.А. // Бюллетень Изобретения, - 2006, - №33.
24. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
25. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
28. СНиП 2.04.05.86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
30. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
32. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
33. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.
34. СНиП 2.01.02.-85. Противопожарные нормы.
35. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
36. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.

- 37.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
- 38.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 39.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 40.ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.